

Langsiktige kontrakter

En teoretisk analyse av kontrakter i det europeiske naturgassmarkedet

Astrid Stavseng



Masteroppgave ved Økonomisk institutt

UNIVERSITETET I OSLO

Mai 2011

Langsiktige kontrakter

En teoretisk analyse av kontrakter i det europeiske naturgassmarkedet

© Astrid Stavseng

2011

Langsiktige kontrakter: En teoretisk analyse av langsiktige kontrakter i det europeiske naturgassmarkedet

Astrid Stavseng

<http://www.duo.uio.no/>

Trykk: Reprosentralen, Universitetet i Oslo

Sammendrag

Det kontinentaleuropeiske naturgassmarkedet har historisk vært dominert av langsiktige handelskontrakter mellom produsenter og kjøpere. Bakgrunnen for dette er de til dels store og irreversible relasjonsspesifikke investeringene som må gjøres både på produksjons- og transportsiden og på distribusjonssiden i markedet. De siste tiårene har det imidlertid skjedd endringer i naturgassindustrien og i generelle markedsforhold på det europeiske kontinentet.

Blant annet knytter disse endringene seg til liberaliseringsprosesser i EU, ny teknologi og økt etterspørsel som følge av nye klimahensyn. Denne utviklingen *kan* lede frem til et naturgassmarked som ligner mer på det nordamerikanske eller det britiske hvor naturgass handles i spotmarkeder og prisen bestemmes av kortsiktig tilbud og etterspørsel.

Spørsmålet jeg stiller i denne oppgaven er om langsiktige handelskontrakter fortsatt kan gi en bedre samfunnsøkonomisk løsning enn handel i et spotmarked for de involverte partene i et gassmarked, og under hvilke forutsetninger dette i så fall vil gjelde. På grunn av de store verdiene som kan knyttes til naturressurser – for eksempel naturgass – er ikke måten handelen med dem organiseres på uten betydning. Det er viktig at investeringene i slike markeder er samfunnsøkonomisk effektive, slik at ressursene utnyttes på en god måte.

For å belyse denne problemstillingen utleder jeg en modell for naturgasshandel mellom en produsent og en distributør av naturgass. Jeg tar for meg én situasjon hvor de to aktørene handler med hverandre i et spotmarked, og en annen hvor de inngår en langsiktig handelskontrakt. Siden modellen bare består av to aktører, blir partene enige ved Nash forhandlingsløsning i begge situasjoner.

Modellen viser at hvis partene må gjøre store investeringer før de handler med hverandre, vil kortsiktig, markedsbasert handel i et spotmarked føre til underinvesteringer. Dette kommer av at produsenten på sin side vet at han ved å investere mer svekker sin egen forhandlingsposisjon og dermed er nødt til å ta en lavere pris per enhet gass. På samme måte vil distributøren ta hensyn til at han må betale en høyere pris hvis han investerer mye i distribusjonskapasitet – selv om denne ekstra kapasiteten gjør at han kan unytte hver enhet gass på en bedre måte. Ved å inngå en langsiktig kontrakt vil produsenten og distributøren få en forsikring om at de mottar hele avkastningen av investeringene sine. Dette vil føre til at investeringene som blir gjort i forkant av handelen er optimale.

Så lenge investeringene fortsetter å være i hvert fall delvis relasjonsspesifikke, viser naturgassmodellen at en endring i markedsforhold ikke nødvendigvis vil gjøre langsiktige kontrakter mindre hensiktsmessige. Hvis utviklingen i markedsforholdene er forventet av aktørene, er det mulig å ta hensyn til disse i kontraktbetingelsene. Langsiktige kontrakter vil da fortsatt lede til optimale investeringer og et høyere felles overskudd enn handel i et spotmarked. Hvis aktørene ikke har korrekte forventninger når de gjør sine investeringer, kan det imidlertid vise seg at langsiktige kontrakter er en dårlig løsning for én av partene. Denne parten, som kan være både produsenten og distributøren, risikerer å tape mye. Han kan da angre på at han skrev under på den langsiktige kontrakten og vil ønske en reforhandling av prisen. En slik reforhandling vil innebære en omfordeling av overskuddet fra handelen, men gjør ikke noe med størrelsen på dette. I modellen vil derfor en langsiktig kontrakt gi et høyere samfunnsøkonomisk overskudd enn handel i et spotmarked, – også hvis den reforhandles.

Modellen er svært enkel og utelater derfor viktige momenter ved naturgassmarkeder. Den fanger likevel opp noen relevante forhold og noen av konklusjonene kan derfor overføres til den virkelige verden. Dette gjelder hovedsakelig resultatet om at langsiktige kontrakter kan sikre at relasjonsspesifikke, irreversible investeringer er effektive. I tillegg kan også langsiktige kontrakter gi et større samfunnsøkonomisk overskudd enn spotmarkedshandel, selv om verden viser seg å bli annerledes enn partene forventet da de inngikk kontrakten. Modellen kan derfor være et utgangspunkt for diskusjoner rundt hvordan det europeiske naturgassmarkedet bør organiseres.

Forord

Denne oppgaven markerer slutten på en toårig mastergrad på Økonomisk institutt ved Universitetet i Oslo.

Takk til min veileder Steinar Holden som har svart på alle mine spørsmål, gitt meg litteraturtips og kommet med gode forslag og uvurderlig hjelp i tilknytning til den økonomiske modellen i denne oppgaven.

Jeg har skrevet denne masteroppgaven i forbindelse med mitt studentengasjement i Norges Bank, og vil takke for finansiell støtte og for en morsomt og lærerik tid på en spennende arbeidsplass. Pål Winje skal takkes spesielt for å ha gitt meg tema til oppgaven og ellers for interessante diskusjoner og godt samarbeid i forbindelse med prosjektet vårt om utviklingen i regionale gasspriser. Takk også til Nikka Husom Vonen for korrekturlesing og hyggelig selskap i sene kveldstimer i Norges Bank.

Ellers vil jeg rette en stor takk til alle som har vært rundt meg det siste halvåret og gjort at jeg tross mye å gjøre likevel har hatt det bra. Og selvfølgelig takk til kjære, tålmodige Stian, som har laget uforholdsmessig mange middager til meg denne våren.

Jeg står alene ansvarlig for eventuelle feil og mangler i oppgaven. For øvrig er synspunktene og konklusjonene i denne oppgaven mine egne, og de kan ikke nødvendigvis tillegges Norges Bank.

Astrid Stavseng

Oslo, mai 2011

Innholdsfortegnelse

1	Introduksjon	1
2	Naturgass som global energiressurs	3
2.1	Én råvare, én pris?	3
2.2	Kort om forskjellene på det kontinentaleuropeiske og det britiske og det amerikanske markedet	5
3	Langsiktige kontrakter og økonomisk teori	8
3.1	Holdup-problemet	8
3.2	Generelle og relasjonsspesifikke investeringer	9
4	En enkel modell for gasskontrakter	16
4.1	Oppsett av modellen	16
4.2	Handel i et spotmarked	19
4.3	Et marked basert på langsiktige kontrakter	21
4.4	Numerisk løsning av modellen	25
5	Endrede markedsforhold og langsiktige kontrakter	27
5.1	Utformingen av langsiktige kontrakter	27
5.1.1	Langsiktige naturgasskontrakter og tilpasning til nye markedsforhold	29
5.1.2	Mer om indeksering av gassprisen	31
5.2	En utvikling mot kortere kontraktsvarighet i Europa?	34
6	Endrede markedsforhold i modellen for gasskontrakter	41
6.1	Formelt oppsett av analysen	41
6.1.1	Indeksering av kontraktsprisen i modellen	43
6.2	En endring i prisen på alternativ energi	45
6.3	En endring i prisen på naturgass i det alternative markedet	50
6.4	Oppsummering	55
7	Konklusjon	57
	Litteraturliste	58
	Vedlegg A	61

Figurer

Figur 1 Pris på olje produsert ulike steder i verden.....	3
Figur 2 Pris på naturgass produsert ulike steder i verden	4
Figur 3 Importbehov i ulike europeiske land 2010. Millioner SM ³	6
Figur 4 Gassrørledninger fra Norge til Europa	13
Figur 5 Hendelsesforløp i et spotmarked	19
Figur 6 Hendelsesforløp ved langsiktige kontrakter	22
Figur 7 Pris på Brent Blend og norsk naturgass. USD per MMBtu.....	32
Figur 8 Indeksering av prisen i langsiktige naturgasskontrakter i Vest-Europa	33
Figur 9 Spotmarkeder (hubs) i Europa.....	37
Figur 10 Konsum av ulike energikilder i EU. 1990 - 2035. Prosent.....	38
Figur 11 Konsum og produksjon av naturgass i EU. 1990 - 2035. Millioner SM ³	39
Figur 12 Hendelsesforløp ved spothandel	41
Figur 13 Hendelsesforløp ved langsiktige kontrakter	42
Figur 14 En endring i relative priser i periode 2	45
Figur 15 Produsentens investeringer, Y	47
Figur 16 Pris på naturgass, p_Y	47
Figur 17 Konsum av alternativ energikilde, Z	47
Figur 18 Produsentens profitt	47
Figur 19 Distributørens profitt	47
Figur 20 Totalt felles overskudd, S	47
Figur 21 Produsentens investeringer, Y	49
Figur 22 Pris på naturgass, p_Y	49
Figur 23 Konsum av alternativ energikilde, Z	49
Figur 24 Produsentens profitt	49
Figur 25 Distributørens profitt	49
Figur 26 Totalt felles overskudd, S	49
Figur 27 Produsentens investeringer, Y	52
Figur 28 Pris på naturgass, p_Y	52
Figur 29 Konsum av alternativ energikilde, Z	52
Figur 30 Produsentens profitt	52
Figur 31 Distributørens profitt	52
Figur 32 Totalt felles overskudd, S	52
Figur 33 Produsentens investeringer, Y	54
Figur 34 Pris på naturgass, p_Y	54
Figur 35 Konsum av alternativ energikilde, Z	54
Figur 36 Produsentens profitt	54
Figur 37 Distributørens profitt	54
Figur 38 Totalt felles overskudd, S	54

1 Introduksjon

Det kontinentaleuropeiske naturgassmarkedet har historisk vært karakterisert av et lite antall eksporterende land og relativt få aktører på kjøpersiden. På grunn av de store og irreversible kostnadene knyttet til både produksjon, transport og distribusjon av naturgass har også dette markedet vært dominert av langsiktige handelskontrakter etablert gjennom forhandlinger mellom de involverte partene. Slike langsiktige kontrakter kan være en måte for både kjøperen og selgeren å sikre at de får avkastningen av investeringen de har gjort. Naturgasskontraktene, som gjerne har en varighet på et par tiår eller mer, inneholder vanligvis betingelser for volum og pris og en formel som spesifiserer hvordan prisen skal fastsettes fremover. Prisen har tradisjonelt også vært indeksert til bevegelser i prisen på råolje eller andre oljeprodukter.

Mange tar til orde for at betydningen av langsiktige kontrakter vil svekkes de neste årene (se blant annet Stern (2007), (2009), Rogers og Stern (2011) og Hirschhausen og Neumann (2008)). Gjennom tre gassdirektiver siden 1998 har EU liberalisert det europeiske naturgassmarkedet og åpnet for at flere aktører skal få tilgang. Lignende liberaliseringsprosesser ble gjennomført mye tidligere i USA og Storbritannia. I disse regionale markedene foregår handelen i dag i hovedsak som kortsiktig, markedsbasert handel, såkalt spothandel. Det siste tiåret har det blitt mer spothandel av naturgass også på det europeiske kontinentet, men dette utgjør fortsatt en svært liten del av den totale naturgasshandelen. Også andre endringer som nye klimahensyn og ny transportteknologi har ført til at langsiktige kontrakter kan være mindre viktigere enn tidligere.

Spørsmålet jeg stiller i denne oppgaven er om langsiktige kontrakter fortsatt kan gi en bedre samfunnsøkonomisk løsning for de involverte partene i et gassmarked, og under hvilke forutsetninger dette i så fall vil gjelde. På grunn av de store verdiene som kan knyttes til naturressurser som for eksempel naturgass, er ikke måten de handles på uten betydning. Det er viktig at investeringene i slike markeder er samfunnsøkonomisk effektive, slik at ressursene utnyttes på en god måte.

I kapittel 3 presenterer jeg de klassiske teoretiske argumentene for bruk av langsiktige kontrakter i handel og hvorfor dette kan være effektivt i et marked for naturgass. Langsiktige kontrakter kan være et godt verktøy for å hindre opportunistisk oppførsel fra handelspartnerne. Dette er spesielt aktuelt når en av partene må gjøre store investeringer før handelen i det hele

tatt kan gjennomføres. Uten et tilstrekkelig rettslig vern risikerer investoren at den andre parten krever bedre betingelser etter at investeringen er gjort. Den investerende parten kan da miste hele eller deler av gevinsten fra investeringen sin. Resultatet er at han velger å investere mindre og dermed får lavere produksjonskapasitet enn han normalt ville hatt. På denne måten blir også den totale gevinsten fra handelen mindre enn optimalt.

Ved å utlede en økonomisk modell viser jeg i kapittel 4 hvordan langsiktige kontrakter kan gi en bedre samfunnsøkonomisk løsning for naturgasshandel enn et spotmarked. Denne modellen tar for seg en produsent av naturgass og en distributør som kjøper naturgass for å selge den videre til sluttbrukerne. Ved kortsiktig markedsbasert handel vil ikke noen av partene få hele gevinsten av investeringene sine og de investerer derfor mindre enn optimalt i produksjonskapasitet. Når de i stedet inngår en langsiktig kontrakt før de gjør investeringene, vil de sikre en optimal løsning og et større felles overskudd fra handelen. Både i spotmarkeds løsningen og i den langsiktige kontrakten er handelsbetingelsene bestemt som en Nash forhandlingsløsning siden modellen bare inkluderer to aktører.

Det kan være gode grunner til å organisere et marked med langsiktige kontrakter, men dette avhenger i stor grad av hvor godt kontraktene kan tilpasses skiftende markedsforhold. Disse kan ved underskrivingen av kontrakten være svært forskjellige fra slik situasjonen er tjue år senere når den fortsatt gjelder. I kapittel 5 presenterer jeg derfor mekanismene som finnes i langsiktige kontrakter for at de skal kunne tilpasse seg utviklingen i samfunnet. I kapittel 6 viser jeg hvordan dette kan analyseres i gasskontraktsmodellen fra kapittel 4. Resultatet avhenger av hvorvidt aktørene i modellen har hatt korrekte forventninger til utviklingen i markedsforholdene.

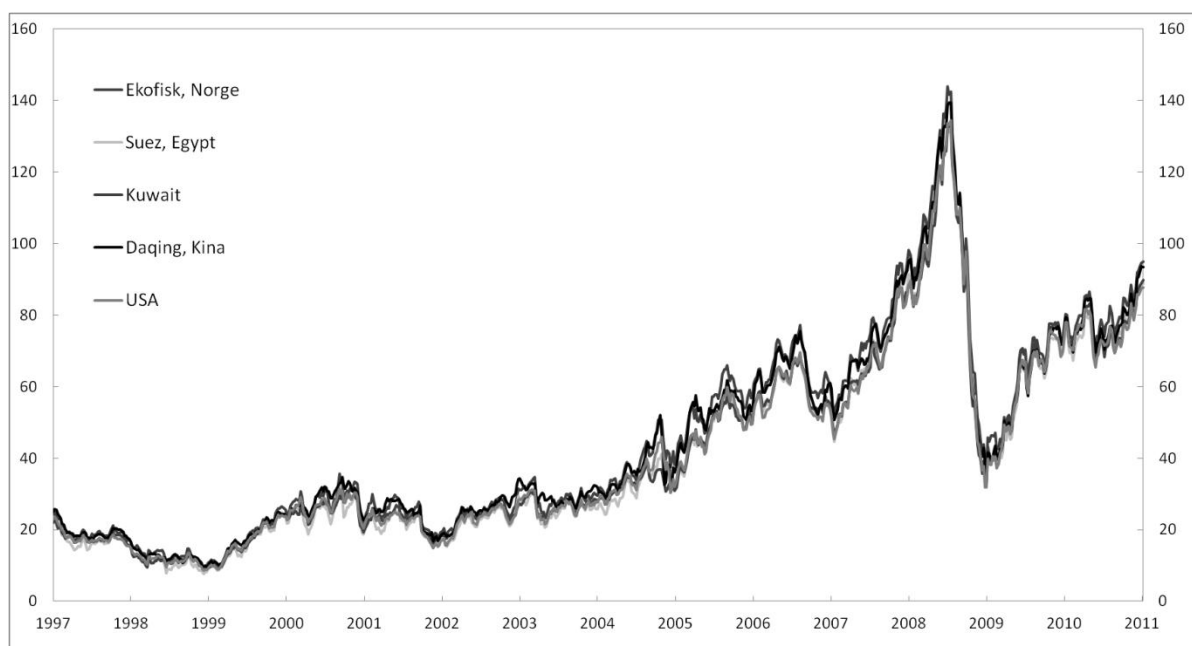
Jeg konkluderer med at langsiktige kontrakter vil gi en bedre samfunnsøkonomisk løsning enn handel i et spotmarked så lenge aktørenes investeringer er helt eller delvis relasjonsspesifikke. Dette resultatet gjelder også når det skjer endringer i markedsforholdene som aktørene ikke forventet. Selv om en av aktørene kan tape på å ha inngått en slik kontrakt, vil det samfunnsøkonomiske overskuddet være høyere enn det ville vært i et spotmarked, fordi investeringene gjort når det foreligger en langsiktig kontrakt er høyere.

Den numeriske løsningen av modellen i kapittel 4 og analysen i kapittel 6 er gjort ved hjelp av programvaren Matlab (Matlab 7.9.0 (R2009b)).

2 Naturgass som global energiresurs

2.1 Én råvare, én pris?

For mange typer råvarer finnes det globale markeder og man kan snakke om tilnærmet én verdenspris.¹ Dette gjelder råvarer som sukker, kaffe, hvete, bomull, metaller og ikke minst olje (se Figur 1). Slike råvarer blir handlet på store råvarebørser som London Metal Exchange og New York Mercantile Exchange til omtrent samme pris til enhver tid over hele verden. Det samme gjelder imidlertid ikke for naturgass, hvor prisen kan variere mye mellom ulike regionale markeder, og til og med innad i disse markedene (se Figur 2). Jeg vil i dette kapittelet kort forklare bakgrunnen for dette.

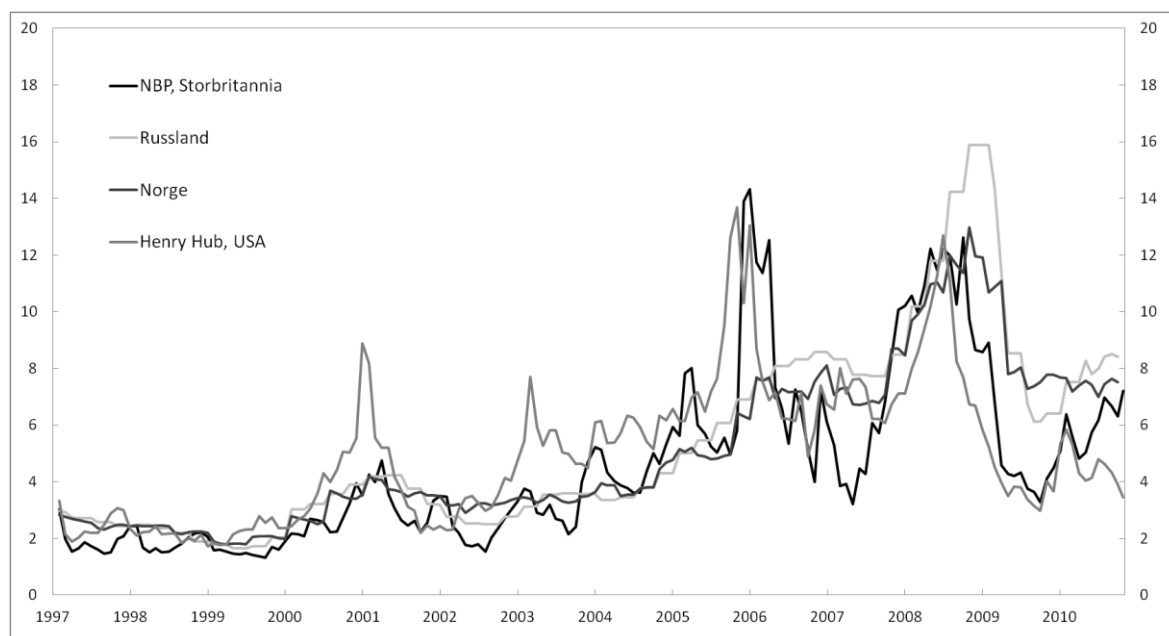


Figur 1 Pris på olje produsert ulike steder i verden. USD per fat. Månedstall. Januar 1997 - januar 2011 (kilde: eia.doe.gov).

For at det skal eksistere én pris på en råvare, eller varer generelt, som er lik over hele verden, må noen betingelser være oppfylt (Stevens, 2010). For det første må det være fysisk mulig å flytte produktet mellom geografiske regioner. For det andre må det være åpen og god informasjon om prisforskjeller mellom ulike regioner og ulike markeder slik at både produsenter

¹ Selv om det finnes ett globalt marked og én global pris for en råvare, er det imidlertid viktig å påpeke at dette ikke nødvendigvis vil si at handelen foregår i et frikonkurransemarked (Neuhoff og Hirschhausen, 2005). Spesielt godt kjent er OPECs posisjon i råoljemarkedet, men oligopolistiske produsent- eller konsumentstrukturer finnes også i markedene for naturgass, kobber, aluminium, jernmalm og andre råvarer.

og kjøpere vet hvor det vil lønne seg å handle. For det tredje må transportkostnadene være relativt lave, slik at det også ved små prisforskjeller mellom to markeder vil lønne seg å flytte produktet dit hvor prisen er høyest. Det må dessuten, for det fjerde, finnes en mekanisme som ”fryser” prisdifferansen hvis det tar lang tid å fysisk flytte varen. Hvis disse



Figur 2 Pris på naturgass produsert ulike steder i verden. USD per MMBtu (kilder: IMF, Thomson Reuters og SSB)

betingelsene er oppfylt vil utnyttelse av arbitrasjemuligheter gjøre at det kan finnes et globalt marked for varen. En prisforskjell mellom to regioner vil føre til at tilbudet øker der prisen er høyest og faller der prisen er lavest, slik at prisene etter hvert utjevnes.

På samme måte som olje er naturgass en ikke-fornybar ressurs. Naturgass er kjemisk sett nært beslektet med råolje, og måten man leter etter og produserer olje og gass på har selvfølgelig mange likheter. I mange tilfeller kommer dessuten olje og gass fra de samme borehullene. Naturgass konkurrerer også med olje og oljeprodukter i sluttbrukermarkedene, og er dermed et nært substitutt på en del bruksområder. Transportkostnadene er imidlertid svært mye høyere for naturgass, og dette er den viktigste grunnen til at det ikke finnes et globalt marked for naturgass (Stevens, 2010).

Under normalt trykk inneholder én kubikkmeter naturgass omtrent en tusendel av den energimengden som finnes i samme volum råolje (IEA, 1994). I tillegg til dette må transportens infrastruktur tilpasses gassens særegne egenskaper. Dette gjør naturgass til en svært utford-

rende vare å transportere. De vanligste transportmetodene er enten transport av tørrgass i rørledning eller transport med skip eller tog i nedkjølt, flytende form – såkalt LNG (liquefied natural gas)² I kontinental-Europa er rørledninger den vanligste transportmetoden, men teknologisk utvikling har gjort skipstransport av LNG stadig viktigere.

Ved transport av naturgass i rør økes trykket ved hjelp av kompressorer, enten på utvinningsstedet eller i en terminal på land, før gassen sendes gjennom rørledningen til importterminaler på bestemmelsesstedet. Fra disse terminalene transporteres gassen videre i et nettverk av transmisjonsledninger som fordeler leveransene videre i lokale distribusjonsnettverk (Bjerkholt, Olsen og Vislie, 1990).

Ved LNG-transport blir gassen først nedkjølt til -165 grader celsius under høyt trykk slik at den blir flytende. Den flytende gassen blir så transportert ved hjelp av spesialbygde skip, eller eventuelt godt isolerte tanker på bil eller tog til terminaler i importlandet hvor naturgassen blir omdannet til sin opprinnelige form og sendt ut i distribusjonsnettet. En fordel med LNG-transport er at den ikke er bundet til en gitt ”rute” slik som en rørledning er, men i stedet er svært fleksibel når det gjelder bestemmelsessted (Bjerkholt, Olsen og Vislie, 1990). I teorien er det derfor mulig at LNG-volumene kan sendes dit hvor prisen er høyest, på liknende måte som råolje. Etter hvert som denne typen transport utvikles og blir mer vanlig, kan derfor LNG-handel være med på å skape jevnere priser på naturgass på tvers av regioner. Stevens (2010) påpeker imidlertid at det på grunn av mangel på åpenhet i de asiatiske markedene fortsatt kan være en lang vei frem til en global pris på naturgass. Minst like viktig er det at selve prisen på naturgass fastsettes på ulike måter i ulike regioner og mellom ulike produsenter og kjøpere.

2.2 Kort om forskjellene på det kontinentaleuropeiske og det britiske og det amerikanske markedet

De viktigste regionale naturgassmarkedene i verden er det nordamerikanske markedet, det kontinentaleuropeiske, det britiske og det asiatiske. På grunn av utfordringene ved og kostnadene knyttet til transport varierer prisene til dels mye mellom disse ulike markedene. Det nordamerikanske og det britiske er de eneste markedene hvor den regionale gassprisen blir

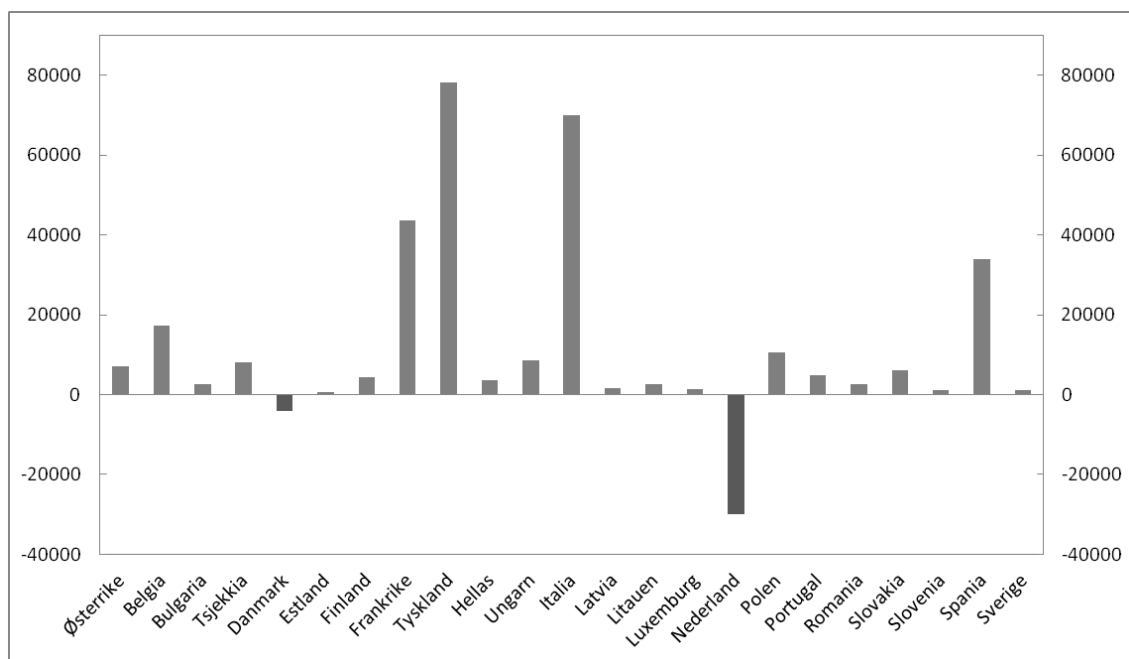
² Et annet alternativ er CNG (compressed natural gas).

³ Gjelder EU utenom Storbritannia og Irland. Beregnet ut i fra tall fra IEA Natural Gas Information 2010.

⁴ Bjerkholt, Olsen og Vislie (1990) deler også *sluttbrukerne* i et gassmarked, inn i tre kategorier: (1) Alminnelig

bestemt ved såkalte *hubs* – spotmarkeder – hvor prisen bestemmes av tilbudet av og etterspørsel etter naturgass på kort sikt. Hittil har noen spotmarkeder blitt utviklet også på det europeiske kontinentet, for eksempel Zeebrugge i Belgia. Disse markeds plassene er imidlertid fortsatt lite likvide og har ikke fått samme rolle som prissettere for hele markedet slik som Henry Hub og NBP (National Balance Point), i henholdsvis USA og Storbritannia (Melling, 2010). Gassmarkedene i kontinental-Europa og Asia domineres derfor fortsatt av langsiktige kontrakter mellom gassprodusentene og distributørene av gassen eller konsumentene. Jeg kommer tilbake til utviklingen av spotmarkeder i Europa i kapittel 5.2.

Disse forskjellene i organisering av markedene kan blant annet knyttes til forskjeller i ressurstilgang. Både USA og Storbritannia har historisk i stor grad vært selvforsynte eller til og med nettoeksportører av naturgass. I tillegg har markedene i begge disse landene vært preget av mange og små produsenter (ECS, 2007). I USA alene er det rundt 10 000 produksjonsselskaper (IEA, 2010a). For kontinental-Europa har situasjonen vært annerledes. Gassmarkedene er her baserte på importert gass. Figur 3 nedenfor viser at de fleste kontinentaleuropeiske landene er nettoimportører av naturgass. Bare Danmark og Nederland har nettoeksport, mens for eksempel Frankrike og Tyskland må importere nesten alt de konsumerer (IEA, 2010a).



Figur 3 Importbehov i ulike europeiske land 2010. Millioner SM³ (IEA, 2010a)

Siden det er få land i Europa med store nok gassressurser til å kunne eksportere, fører dette til at det blir få aktører på tilbudssiden i det kontinentaleuropeiske naturgassmarkedet (ECS,

2007). I 2009 sto Russland, Algerie og Norge for nærmere 60 % av EUs gassimport.³ På grunn av de store verdiene knyttet til utvinning av naturgass og andre naturressurser, er det gjerne store, statlig eide bedrifter som står for store deler av produksjonen. Konkurransesituasjonen er dermed svært ulik i Storbritannia og USA på den ene siden og kontinental-Europa på den andre siden.

Det er også viktige regionale forskjeller på etterspørselssiden av de regionale naturgassmarkedene, og også her har kontinental-Europa vært karakterisert av få, gjerne statlig eide aktører. Frem til midten av 1990-tallet var det ett enkelt selskap som hadde *de facto* monopol på gasskjøp og -salg i hvert av de kontinentaleuropeiske landene. Unntaket var Tyskland hvor gasselskapene hadde regionale monopoler, men disse ble dominert av Ruhrgas som kjøpte storparten av den importerte gassen (Rogers og Stern, 2011). Det lave antallet aktører også på etterspørselssiden kan forklares med at naturgassen i hovedsak ble brukt i den alminnelige forsyningen⁴ hvor priselastisiteten er lav, mens etterspørselen er svært avhengig av værforhold (IEA, 2007). Dette har bidratt til å skape liten konkurranse i det europeiske gassmarkedet. I Nord-Amerika og Storbritannia har naturgass historisk i større grad blitt benyttet i kraftproduksjon, hvor priselastisiteten har vært høyere (ECS, 2007). Sluttbrukerne vil da raskt reagere på prisvariasjoner, og konkurransen mellom produsentene har dermed blitt sterkere.

I tillegg til forskjellene i ressurstilgang og etterspørsel spiller institusjonelle forhold en viktig rolle når det gjelder ulikhetene i organiseringen av markedene. Som nevnt i innledningen ble liberaliseringen av markedene for naturgass gjennomført i USA og i Storbritannia på 1980- og 1990-tallet. I Europa har imidlertid en tilsvarende prosess i hovedsak foregått på 2000-tallet (IEA, 2009). Dette kommer jeg nærmere tilbake til i kapittel 5.2. Her ser jeg også på andre utviklingstrekk i naturgassindustrien generelt og det kontinentaleuropeiske markedet spesielt og diskuterer om en utvikling mot mindre bruk av langsiktige kontrakter er sannsynlig i fremtiden.

³ Gjelder EU utenom Storbritannia og Irland. Beregnet ut i fra tall fra IEA Natural Gas Information 2010.

⁴ Bjerkholt, Olsen og Vislie (1990) deler også *sluttbrukerne* i et gassmarked, inn i tre kategorier: (1) Alminnelig forsyning: dette omfatter husholdninger, industri og tjenesteytende virksomhet som benytter gass som energikilde til blant annet oppvarming, (2) kraftproduksjon som benytter gass til elektrisitetsproduksjon og (3) petrokjemi som benytter naturgass som råstoff til produksjon av en lang rekke produkter.

3 Langsiktige kontrakter og økonomisk teori

I det europeiske gassmarkedet har prisene tradisjonelt blitt fastsatt i langsiktige kontrakter. Rogers og Stern (2011) anslår at det i dag finnes 50 rørledningskontrakter og 30 LNG-kontrakter mellom nordvesteuropeiske selskaper og norske, russiske og andre tilbydere utenfor EU. Slike langsiktige naturgasskontrakter er ganske enkelt handelskontrakter som binder kjøper og selger av naturgassen sammen over en lang periode, - gjerne i 20-25 år. Disse kontraktene inneholder prisingsmekanismer som indekserer gassprisen til olje eller en kurv av oljeprodukter (IEA, 2009). De inneholder også en langsiktig forpliktelse for selgeren om *levering* av en viss mengde naturgass, og en tilsvarende forpliktelse for kjøperen om å *motta* dette volumet. Ifølge Det internasjonale energibyrået, IEA (2009), blir rundt 80 % av gassen på det europeiske kontinentet solgt gjennom langsiktige kontrakter med oljeprisindeksering.

Denne måten å organisere handel på skiller seg derfor tydelig fra såkalt spothandel hvor en eksempelvis kan gjøre transaksjoner med ulike handelspartnere hver gang. Bakgrunnen for dette er de store og irreversible investeringene knyttet til både produksjon og distribusjon av naturgass. Langsiktige kontrakter kan være et verktøy for å fordele risiko og gi sikkerhet til både kjøper og selger slik at investeringene som blir gjort er samfunnsøkonomisk effektive.

I dette kapittelet går jeg gjennom noe av den samfunnsøkonomiske litteraturen som omhandler bruken av langsiktige kontrakter. Jeg går først gjennom det klassiske holdup-problemet for å forklare hvorfor irreversible investeringer kan føre til underinvesteringer når to handelspartnere ikke er sikre på at de vil få den fulle avkastningen av investeringene sine. Jeg går så nærmere inn på teorien om relasjonsspesifikke investeringer og forklarer hvordan dette kan knyttes til naturgassindustrien. Dette teorigrunnlaget gir utgangspunktet for modellen jeg utleder i kapittel 4.

3.1 Holdup-problemet

Holdup-problemet oppstår i en situasjon hvor to parter, eksempelvis en produsent og en kjøper av en vare, vil maksimere sin profitt eller nytte hvis de samarbeider, men likevel ender opp med å avstå helt eller delvis fra dette. Grunnen er at de ved å samarbeide kan ende opp

med å gi den andre parten økt forhandlingsmakt og dermed redusere sin egen profitt. De risikerer da å ikke få hele avkastningen av investeringene sine, og dette vil føre til at de velger å investere mindre enn optimalt. Selv om optimale investeringer vil øke det totale felles overskuddet fra transaksjonen mellom kjøperen og selgeren, er derfor resultatet på holdup-problemet underinvesteringer (Watson, 2008).

En kan for eksempel tenke seg en situasjon hvor en produsent, A og en konsument, B, kan tjene på å gjøre en transaksjon med hverandre: B skal kjøpe en vare som A produserer. De blir derfor enige om en pris og om å gjennomføre handelen etter at A har gjort de nødvendige investeringene som må til for at varen skal kunne produseres. De signerer imidlertid ikke en bindende kontrakt for dette. Kjernen i problemet er om A vil velge å investere effektivt. Etter at investeringene er gjort og varen produsert, risikerer han nemlig at B vil kreve å forhandle om prisen på nytt. B har ingenting å tape på å gjøre dette, mens A kan risikere å tape på investeringen sin. B får med andre ord forhandlingsmakt som han ikke hadde før A gjorde sine investeringer. I en eventuell ny handelsavtale kan han da kreve å få kjøpe produktet til en lavere pris enn det de opprinnelig hadde blitt enige om. Den totale gevinsten ved handelen deles da uten hensyn til investeringskostnadene fordi investeringen allerede er gjort. A kan derfor ende opp med å miste hele eller deler av avkastningen på investeringen sin.

Hvis A er en rasjonell aktør vil han imidlertid kunne forutse dette, og han vil investere mindre enn det som hadde vært optimalt. I det ekstreme tilfellet vil han også avstå fra å investere i det hele tatt for å unngå å ende opp med tap. Han setter dermed gevinsten fra handelen på spill ved at han ikke vil gjøre effektive investeringer i forkant av forhandlingene.

En nødvendig betingelse for at dette problemet skal oppstå er at investeringen A gjør i hvert fall delvis er *spesifikk* for den aktuelle transaksjonen med B. Han kan dermed ikke uten videre selge det han har produsert til C for en høyere pris i stedet (Watson, 2008). I neste avsnitt vil jeg gå nærmere inn på begrepene *relasjonsspesifikke investeringer* og *generelle investeringer* fordi dette er med på å forklare hvorfor holdup-problemet kan oppstå i naturgassmarkeder.

3.2 Generelle og relasjonsspesifikke investeringer

Ronald Coase fikk i 1991 Nobelprisen i økonomi blant annet for artikkelen ”The Nature of the Firm” fra 1937. I denne tar han for seg under hvilke omstendigheter prismekanismen i

markedet⁵ ikke vil fungere. På grunn av *transaksjonskostnader* vil økonomiske aktiviteter noen ganger organiseres som *markedstransaksjoner* og andre ganger som *virksomhetstransaksjoner* eller som noe midt i mellom. Slike transaksjonskostnader kan være kostnader knyttet til forhandlinger mellom aktørene, kontroll av selve transaksjonen, kostnader knyttet til tid eller andre ting. Det vil derfor ikke alltid være attraktivt for en bedrift å måtte henvende seg til markedet hver gang han har behov for et bestemt gode eller en tjeneste. Coase (1937) foreslår at produksjonen i enkelte tilfeller vil være mer effektiv hvis man kan knytte seg sammen ved hjelp av vertikal integrasjon eller ved langsiktige kontrakter.

Williamson (1979) bygger videre på dette og legger vekt på at ved en høy grad av *relasjonsspesifikke investeringer*, kan en løsning med en langsiktig forbindelse eller vertikal integrasjon mellom kjøper og selger være mer effektiv. De vil nemlig kunne oppnå en ekstra gevinst ved å fortsette å handle – gjøre transaksjoner – med hverandre fremfor andre fordi de slipper å gjøre de relasjonsspesifikke investeringene flere ganger. *Relasjonsspesifikke investeringer* er investeringer som har større verdi i transaksjoner med én bestemt motpart enn i transaksjoner med andre. Grunnen til dette er at investeringenes verdi ikke fanges opp i aktørens *outside options* – deres beste alternative transaksjoner (MacLeod og Malcomson, 1993). Ved en endring i investeringene vil ikke verdien av den beste alternative transaksjonen endre seg like mye som verdien av den aktuelle transaksjonen. I noen tilfeller vil kanskje ikke verdien av den alternative transaksjonen endre seg i det hele tatt når investeringene øker. Resultatet er at investoren ikke vil motta hele gevinsten av investeringen sin når transaksjonen gjennomføres.

Når investeringer er *generelle* vil verdien av en transaksjon med én handelspartner være lik verdien av hans *outside option*. Ved en endring i disse investeringene vil dessuten verdien av både den aktuelle og den alternative handelen øke (eller reduseres) like mye. Med andre ord vil ikke produsenten, A, tape noe på å handle med C i stedet for B.

Et eksempel som kan illustrere problemet med relasjonsspesifikke investeringer nærmere er en fabrikk som produserer bildeler og investerer i utstyr for å produsere deler for ett bestemt bilmerke og én bestemt modell. Når disse investeringene først er gjort, kan ikke produsenten uten videre selge bildelene til en annen bilfabrikk. Det vil derfor skapes et ekstra overskudd ved at de to partene, bildelprodusenten og bilfabrikken, fortsetter å handle med hverandre

⁵ Coase (1937) snakker ikke her om et marked som nødvendigvis er et frikonkurransemarked. Han legger i stedet vekt på at økonomiske transaksjoner kan organiseres i et *marked* eller alternativt i et *firma*, såkalte *virksomhets-transaksjoner*. Artikkelen er en systematisk gjennomgang av hvorfor firmaer eller bedrifter oppstår og når dette kan være hensiktsmessig.

heller enn å handle med andre. Denne ekstra gevinsten kalles en *kvasirente* og kan defineres som differansen mellom verdien av investeringen brukt på første-best måte relativt til beste alternative bruksområde (MacLeod og Malcomson, 1993). Partene kan dermed minimere sine transaksjonskostnader ved å inngå en langsiktig kontrakt om å fortsette å handle med hverandre eller ved vertikal integrasjon.

Williamson (1983) identifiserer fire typer investeringer eller transaksjonskostnader som kan være spesifikke for én relasjon. Disse er (a) *fysiske* relasjonsspesifikke investeringer, (b) investeringer som er spesifikke med hensyn til *plassering*, (c) *dedikerte* generelle investeringer og (d) investeringer i relasjonsspesifikk *kunnskap*. Joskow (1987) påpeker at Williamsons punkter egentlig kan ses på som ulike sider av det samme fenomenet. Ved å gå gjennom 300 kontrakter mellom kullprodusenter og produsenter av elektrisitet i USA finner han empirisk støtte til at transaksjonskostnader og relasjonsspesifikke investeringer øker sjansene for at partene har inngått langsiktige kontrakter seg i mellom. På bakgrunn av dette kan det være hensiktsmessig å bruke Williamsons punkter for å forklare hvorfor holdup-problemet kan oppstå også i et naturgassmarked og hvorfor det på det europeiske kontinentet i stor grad organiseres gjennom langsiktige kontrakter.

(a) Fysiske relasjonsspesifikke investeringer

Fysiske relasjonsspesifikke investeringer refererer først og fremst til fysisk utstyr som bare kan brukes i én bestemt transaksjon og som kanskje er verdiløs eller krever store ombyggingskostnader ved bruk i andre transaksjoner. I Joskows (1987, 1990) artikler om langsiktige kullkontrakter var de spesifikke fysiske investeringene knyttet til hvilken type kull⁶ som skulle brukes i produksjonen av elektrisitet. Dette har nemlig stor betydning for utforming av produksjonsutstyr og for konstruksjonskostnadene. For naturgass er ikke denne problemstillingen like aktuell. Naturgassen som utvinnes, for eksempel på plattformer langs norskekysten, blir sendt til prosessanlegg på land⁷ hvor den blir separert i ulike bestanddeler før den sendes ut i rørledningene. Tørrgass,⁸ som er den gassen som sendes i rørledningene til Europa, er derfor en ganske homogen vare - uavhengig av hvor den kommer fra. I utgangspunktet trenger en derfor ikke ulike typer mottaksanlegg for gass fra ulike opprinnelsessteder (Gassco, 2011).

⁶ Med *type* kull referer Joskow (1987) til kull med ulikt innhold av svovel, fuktighet og ulik kjemisk sammensetning.

⁷ Naturgass kalles på dette tidspunktet ofte for rikgass og er en blanding av etan, metan, propan og butaner.

⁸ Tørrgass vil si naturgass som ikke inneholder flytende hydrokarboner under trykk. Den består hovedsakelig av gassen metan, men kan også inneholde etan (Gassco, 2011).

For naturgass transportert i rørledning kan punkt (a) imidlertid relateres til selve gassrørledningen som går fra produsent til distributør. Når denne først er lagt vil den bare kunne brukes i transaksjoner mellom den enkelte produsenten og den enkelte distributøren. Skal rørledningen kunne brukes i en alternativ transaksjon, vil dette innebære store kostnader. En stor del av kostnadene ved transport via rørledning er kapitalkostnader knyttet til prosessanleggene og til selve rørledningen, mens driftskostnadene er relativt lave (Bjerkholt, Olsen og Vislie, 1990). Fysiske relasjonsspesifikke investeringer spiller derfor en svært viktig rolle i naturgassproduksjon og spesielt ved rørledningstransport. En fordel med LNG-transport på sin side er at den ikke er bundet til en gitt "rute" slik som en rørledning er, men i stedet er svært fleksibel når det gjelder bestemmelsessted (Bjerkholt, Olsen og Vislie, 1990). Punkt (a) ovenfor, relasjonsspesifikke *fysiske* investeringer, kan derfor antas å ha mindre betydning for LNG-transport enn for rørledningstransport.

I det europeiske markedet er en stor del av gassreservoarene funnet relativt langt unna områdene hvor gassen blir konsumert. Sammenlignet med Nord-Amerika og delvis Storbritannia, er utvinning av naturgass fra produsentene til det kontinentaleuropeiske markedet preget av betraktelig større forhåndsinvesteringer i produksjons- og transportfasiliteter. Dette følger blant annet av at en rørledning er dyrere jo lengre den er. Den er dessuten mer utfordrende å bygge jo flere landegrenser den må krysse. Disse forholdene gjør at det økonomiske argumentet for langsiktige kontrakter er relativt større på kontinentet enn tilfellet er i Storbritannia og USA (Sagen, 2001). De fysiske relasjonsspesifikke investeringene har dermed større betydning på det europeiske kontinentet og dette er derfor en viktig faktor i forklaringen av forskjellene i de regionale naturgassmarkedene i USA og Storbritannia på den ene siden og det europeiske kontinentet på den andre siden. For å underbygge denne påstanden viser Sagen til at utfasingen av langsiktige kontrakter i Storbritannia de siste tiårene "*(...) ikke har ført til en synlig undergraving av investeringer i ny produksjonskapasitet*" (Sagen, 2001, s.44).

(b) Relasjonsspesifikke investeringer med hensyn til plassering

Intuisjonen bak dette punktet er at en for å minimere transportutgifter og lagerkostnader plasserer ledd i en verdikjede i nærheten av hverandre. Joskow (1987) finner i sine undersøkelser at fabrikker som er plassert like ved en kullgruve oftere inngår langsiktige handelskontrakter enn fabrikker som ligger langt unna kullgruver.

For gassen som utvinnes lenger nord i Norge kan imidlertid båttransport av flytende gass, LNG, være mer aktuelt fordi avstanden til Europa blir lang. Snøhvitfeltet (se Figur 4) er Europas første eksportanlegg for LNG og gassen som blir utvinnet fra dette feltet er spesielt ment for det amerikanske markedet, men den kan også bli etterspurt av andre markeder (Stat-oil, 2011). På samme måte som ved rørledningstransport, er det store investeringskostnader knyttet til LNG-transport. For LNG utgjør imidlertid driftskostnadene en vesentlig høyere andel av totalkostnadene. Kostnadene er likevel mindre avhengige av avstand enn ved rørledningstransport. For tilstrekkelig store avstander kan det derfor være bedre å bruke LNG-transport enn rørledning. LNG-transport kan også være hensiktsmessig til områder hvor markedet ikke er stort nok og hvor rørledningskapasiteten ikke kunne blitt utnyttet optimalt (Bjerkholt, Olsen, og Vislie, 1990).

(c) Dedikerte generelle investeringer

Dedikerte generelle investeringer omfatter ikke-spesifikke investeringer som ikke ville vært gjort og ikke ville vært lønnsomme om en ikke forventet å selge en betydelig andel av sin produksjon til en bestemt kjøper. I naturgassindustrien kan dette være investeringer i produksjonsutstyr som også kan brukes i andre transaksjoner, men som ikke ville vært gjort hvis en ikke hadde forventninger til salget til én bestemt importør eller distributør. For en importør kan dedikerte generelle investeringer for eksempel være investeringer i distribusjonsnettet. Dette vil kunne brukes uavhengig av hvor gassen kommer fra, men nytten av investeringen avhenger av en forventning om sikker tilgang på gassleveranser. Det er imidlertid vanskelig å tallfeste hvor mye “ekstra” som blir investert som følge av en forventning om fremtidig salg til én bestemt kunde.

Ved LNG-transport kan mottaksanleggene der den flytende gassen føres i land eksemplifisere punkt (c). Selv om disse anleggene i prinsippet kan ta i mot naturgass fra hvilken som helst leverandør, vil de ikke nødvendigvis bli bygget hvis de ikke er sikre på å få leveranser i fremtiden.

Punkt d) på Williamsons liste, investeringer i spesifikk kunnskap, vil kunne gjelde i de fleste transaksjoner. Spesifikk kunnskap er humankapital som kan være spesielt tilknyttet transaksjoner med én bestemt handelspartner. Siden det er vanskelig å måle verdien av slik menneskelig kunnskap, går jeg ikke nærmere inn på dette punktet her. Det er likevel sannsynlig at dette er av stor betydning også i naturgassmarkeder.

Oppsummert spiller relasjonsspesifikke investeringer en viktig rolle for aktørene i et naturgassmarked. Underinvesteringer kan derfor være et aktuelt problem. Én løsning på holdup-problemet er at kjøperen og selgeren skriver under på en kontrakt i periode 1 som fastsetter handelsforholdet i periode 2. Ved å inngå langsiktige kontrakter og handelsforhold kan produsenten av naturgassen og kjøperen av den sikre at de selv får gevinsten av investeringene de har gjort. Samtidig blir det totale felles overskuddet av handelen størst mulig ved at investeringene er optimale. Mulherin (1986) foreslår også en annen løsning, eller en variant av vertikal integrasjon, hvor eierskapet til selgerens produksjonsutstyr overføres til kjøperen (hvis det er kjøperen som gjør de relasjonsspesifikke investeringene). Selv om det ikke eksisterer en langsiktig kontrakt, vil da kjøperen få økt forhandlingsmakt ved at han når som helst kan erstatte selgeren med en annen produsent. Kjøperen vil dermed få en større andel av overskuddet *ex post* og dette styrker investeringsinsentivene hans. Når produksjonen imidlertid foregår i et annet land enn der kjøperen holder til, slik tilfellet vanligvis er i Europa, er ikke dette en løsning det er sannsynlig at det er mulig å gjennomføre.

I neste kapittel utleder jeg en modell for et naturgassmarked bestående av to aktører; en produsent og en distributør. Denne modellen illustrerer nettopp holdup-problemet presentert i dette kapitlet, og viser hvorfor langsiktige kontrakter ved gitte forutsetninger kan være mer effektive enn et spotmarked.

4 En enkel modell for gasskontrakter

Siden relasjonsspesifikke investeringer er av stor betydning i et naturgassmarked, kan langsiktige kontrakter være et nyttig verktøy for å sørge for at investeringene som blir gjort er samfunnsøkonomisk effektive og at det totale felles overskuddet fra handelen blir størst mulig. I dette kapittelet utleder jeg en modell som kan forklare denne mekanismen. Modellen består av to rasjonelle og framoverskuende aktører som forhandler om prisen på naturgass. Aktørene er en produsent som selger naturgassen han produserer og en importør eller kjøper som distribuerer naturgassen videre til sluttbrukermarkedet.⁹ Modellen settes opp for to ulike situasjoner:

- (1) Kortsiktig, markedsbasert handel (spotmarked)
- (2) Handel basert på langsiktige kontrakter.

I det første tilfellet forhandles det om pris *etter* at aktørenes investeringer gjøres. Både produsenten og distributøren regner disse som irreversible når de først er gjort. Investeringskostnadene inkluderes derfor ikke i forhandlingene om prisen på naturgassen. Resultatet er at begge parter vil velge å investere mindre enn det som hadde vært optimalt. I det andre tilfellet forhandles det om pris *før* investeringene gjøres. Dermed kan partene inkludere investeringskostnadene og ikke bare driftskostnadene når de forhandler om pris. Både produsenten og distributøren vil da gjøre investeringer som er samfunnsøkonomisk effektive. For å forenkle antas det at alle investeringer gjøres i periode 1, mens all handel skjer i periode 2. Det er dessuten viktig å understreke at kjøperen og selgeren har identisk informasjon i begge perioder. Hensikten med modellen er å illustrere holdup-problemet fra kapittel 3.1 på en mer formell måte.

4.1 Oppsett av modellen

Produsenten, α , kan i første periode investere i produksjonskapasitet $Y > 0$. Dette omfatter plattformer, prosesseringsanlegg og annet produksjonsutstyr, og er store, ugjenkallelige investeringer. Jo mer han investerer, jo mer vil han også kunne produsere. For å forenkle antar jeg at Y derfor også er lik den mengden naturgass produsenten skal selge i periode 2. Kostnadsfunksjonen til produsenten er gitt ved

⁹ For modeller hvor produsenten selger både olje og gass og kjøperen kjøper begge råvarer, se Vislie (1986, 1987).

$$C_\alpha = \frac{c_\alpha}{2} Y^2, \quad c_\alpha > 0 \quad (1)$$

hvor c_α er en faktor som bestemmer investeringskostnadene for Y .

I andre periode antar jeg at produsenten ikke har noen driftskostnader, men kan selge gassen han produserer til distributøren, β , til en pris p_Y per enhet som de blir enige om gjennom forhandlinger. Produsentens profitt i periode 2 er dermed gitt ved

$$\pi^\alpha(p_Y, Y) = p_Y Y \quad (2)$$

Produsenten kan alternativt selge gassen til et annet marked. I dette markedet antar jeg at han vil være en liten aktør som ikke kan utøve noen form for markedsrett. Da vil den alternative nettoprisen¹⁰, p_X , være konstant og eksogent gitt. Den blir altså ikke påvirket av volumet produsenten vil selge i dette markedet. Hvis produsenten skal være villig til å handle med distributøren må derfor $p_X < p_Y$. Det vil si at prisen han kan oppnå ved å handle med β er høyere enn prisen han alternativt vil få. I motsatt fall vil han tjene mer på å selge all gassen til det alternative markedet. Distributøren har ingen tilgang til dette alternative markedet.

Distributøren, β , det vil si importøren av naturgassen, må før handelen gjennomføres investere i distribusjonskapasitet, $K > 0$. Dette kan eksempelvis være i rørledningsnett. Den delen av dette nettverket som går fra produsenten til distributøren er en relasjonsspesifikk kapitalinvestering, som vil ha mindre nytte eller verdi i handel med andre produsenter. For enkelhets skyld antar jeg i denne modellen at K ikke har noen verdi for distributøren i alternativ bruk.

Distributørens kostnadsfunksjon for periode 1 er gitt ved

$$C_\beta = \frac{c_\beta}{2} K^2, \quad c_\beta > 0 \quad (3)$$

hvor c_β er en faktor som bestemmer investeringskostnadene for K .

Distributøren har i periode 2 et konstant, eksogent gitt energibehov E for sine kunder som enten kan dekkes med naturgass eller med en alternativ energikilde $Z \geq 0$. Denne alternative energikilden kan ses på som *beste alternative energikilde* til naturgass og kan for eksempel være olje, kjernekraft eller kull. Jeg definerer derfor sammenhengen

¹⁰ Dvs. fratrullet for eksempel transportkostnader. Positive transportkostnader er en form for transaksjonskostnader som vil gjøre at investeringene i Y er delvis relasjonsspesifikke. Hvis $p_X = 0$ er Y helt spesifikk for forholdet mellom α og β .

$$E = Z + Y \quad (4)$$

Den alternative energikilden kan kjøpes til den eksogene prisen $p_Z > 0$. Hvis $p_Y > p_Z$ vil distributøren velge å bare benytte seg av den alternative energikilden.

Parameteren k er en eksogent gitt verdi av energibehovet, E , per enhet, og kan dermed tolkes som den prisen distributøren får når han selger videre til husholdningene. For at Z skal være et reelt energialternativ for kjøperen må $k \geq p_Z$, det vil si at verdien av energi ikke kan være lavere enn hva distributøren maksimalt må betale for den. Jeg antar derfor at denne betingelsen vil være oppfylt.

Kostnadene ved distribusjon vil falle med c for hver ekstra enhet av K distributøren investerer i for et gitt nivå av produsentens investeringer, Y . Han vil dermed få mer nytte av gassen jo mer han har investert. Distributørens profitt i periode 2 er gitt ved

$$\pi^\beta = kE - p_Z Z - p_Y Y - c(Y - K), \quad k, p_Z, c > 0 \quad (5)$$

hvis han handler med produsenten.

Produsenten og distributørens totale profitt over de to periodene er dermed gitt ved henholdsvis likning (6) og (7)

$$\pi_{TOT}^\alpha = -C_\alpha + \pi^\alpha = -\frac{c_\alpha}{2} Y^2 + p_Y Y \quad (6)$$

$$\pi_{TOT}^\beta = -C_\beta + \pi^\beta = -\frac{c_\beta}{2} K^2 + kE - p_Z(E - Y) - p_Y Y - c(Y - K) \quad (7)$$

Videre kan det samfunnsøkonomiske overskuddet av handelen defineres som summen av profitten til de to partene:

$$S = \pi_{TOT}^\alpha + \pi_{TOT}^\beta$$

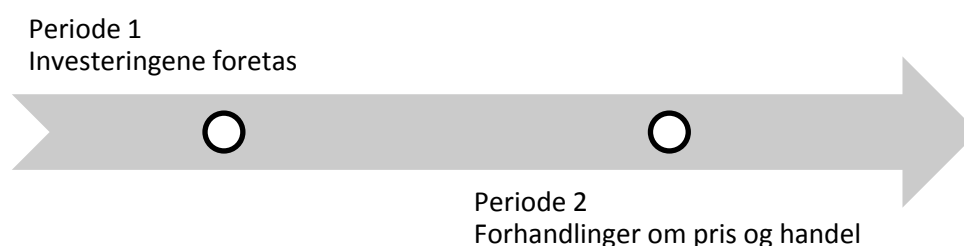
$$S = \left(p_Z - \frac{c_\alpha}{2} Y - c\right) Y + \left(c - \frac{c_\beta}{2} K\right) K + (k - p_Z) E \quad (8)$$

En siste betingelse for at forhandlingene om prisen skal kunne være vellykkede er at den samlede gevinsten kjøperen og selgeren har fra handelen er positiv:

$$p_Z - c - p_X > 0$$

I neste kapittel ser jeg på hvordan utfallet av forhandlingene vil bli i et spotmarked hvor investeringene foretas før prisforhandlingene gjennomføres. I kapittel 4.3 tar jeg for meg hvordan løsningen i stedet blir i et marked med langsiktige kontrakter. I en slik situasjon forhandler kjøper og selger om pris *før* investeringene foretas. I begge tilfellene utleder jeg utfallet av forhandlingene som en Nash forhandlingsløsning. Dette vil gi en rasjonell og Pareto-effektiv løsning på forhandlinger mellom to aktører som er uavhengig av irrelevante alternativer og uavhengig av lineære transformasjoner (Vislie, 1986). I kapittel 4.4 presenterer jeg en numerisk løsning av både handelen i et spotmarked og ved langsiktige kontrakter for å lettere kunne sammenligne de to løsningene.

4.2 Handel i et spotmarked



Figur 5 Hendelsesforløp i et spotmarked

Siden jeg bare har to aktører i denne modellen vil handelen foregå som i et slags bilateralt monopol, det vil si at det er både et monopol og et monopsoni i det samme markedet. Til tross for at jeg her skal illustrere handel i et spotmarked hvor kortsiktig tilbud og etterspørsel bestemmer prisen, er det derfor rimelig å modellere en slik situasjon som *forhandlinger* om pris. Utfallet bestemmes derfor her ved Nash forhandlingsløsning.

Begge parter kan true med å bryte forhandlingene, og gevinsten deres vil i så tilfelle være gitt ved aktørenes respektive *trusselpunkter*: $\pi_{\alpha,0}^S = p_X Y$ og $\pi_{\beta,0}^S = (k - p_Z)E$. Disse er de alternative gevinstene partene får hvis forhandlingene bryter sammen. Produsenten kan alternativt selge hele sin produksjon av naturgass, Y , til prisen p_X , mens distributøren vil dekke hele sitt energibehov, E , med en annen energikilde, Z , til prisen p_Z . Forhandlingsproblemet kan skrives som

$$p_Y^S = \arg \max\{(\pi^\alpha - \pi_0^\alpha)(\pi^\beta - \pi_0^\beta)\}$$

Forhandlingene inkluderer altså kun profitten aktørene kan oppnå fra handelen i periode 2. De irreversible investeringene er allerede foretatt og tas derfor ikke hensyn til. Ved å sette inn for likningene (2), (4) og (5), i tillegg til trusselpunktene, gir dette

$$p_Y^S = \arg \max\{(p_Y^S Y - p_X Y)(p_Z Y - cY + cK - p_Y^S Y)\} \quad (9)$$

Førsteordensbetingelsen er da gitt ved $(p_Z - p_Y^S - c)Y + cK - (p_Y - p_X)Y = 0$ som løst for p_Y^S er lik

$$p_Y^S = \frac{1}{2} \left(p_Z - c + p_X + \frac{cK}{Y} \right) = \frac{1}{2} \left(p_Z + p_X - \frac{c(Y - K)}{Y} \right) \quad (10)$$

hvor p_Y^S er den fremforhandlede prisen i et spotmarked. Denne må ligge mellom reservasjonsprisene til aktørene, det vil si at $p_X < p_Y^S < p_Z$. Likning (10) viser at prisen vil øke jo høyere distributørens investeringer, K , er. Grunnen til dette er at K i denne modellen er verdiløs i alternativ bruk, så jo mer distributøren har investert, jo høyere pris kan produsenten kreve. Prisen vil derimot bli lavere jo høyere Y er, fordi produsenten da vil være mer avhengig av salg. Begge aktører vil derfor begrense investeringene sine når de gjøres i et spotmarked. Dette kommer jeg nærmere tilbake til mot slutten av kapittel 4.3.

I tillegg til dette vil den fremforhandlede prisen bli høyere jo høyere prisene i konkurrerende markeder er. Dersom produsenten, α , har mulighet til å selge naturgassen til en god pris, p_X , et annet sted, vil trusselen om å bryte forhandlingene være mer troverdig. Han vil da kunne kreve en høyere pris i forhandlingene med kjøperen, β . Tilsvarende vil naturgass relativt sett bli billigere for distributøren når prisen på den alternative energikilden, p_Z , øker, slik at etterspørselen etter Y øker.

Siden begge aktørene er framoverskuende og rasjonelle vil de ta hensyn til sammenhengen i (10) når de velger sine investeringer i periode 1. Produsenten maksimerer dermed den totale profitten han kan oppnå over de to periodene gitt prisnivået p_Y^S , med hensyn på investeringene, Y . Maksimeringsproblemet for produsenten i periode 1 kan dermed skrives som

$$Y^S = \arg \max\{-C_\alpha + \pi^\alpha(p_Y^S)\}$$

$$\Leftrightarrow Y^S = \arg \max\left\{-\frac{c_\alpha}{2} Y^{S^2} + \frac{1}{2} ((p_Z - c + p_X) Y^S + cK)\right\}$$

som gir at det optimale investeringsnivået er $Y^S = \frac{p_z - c + p_x}{2c_\alpha}$ (11).

Med et tilsvarende resonnement kan problemet knyttet til distributørens investeringer skrives som

$$K = \arg \max \{-C_\beta + \pi^\beta(p_Y^S)\}$$

$$\Leftrightarrow K = \arg \max \left\{ -\frac{c_\beta}{2} K^2 + kE - p_z(E - Y) - \frac{1}{2}((p_z - c + p_x)Y + cK) - c(Y - K) \right\}$$

som gir det optimale nivået av investeringer $K^S = \frac{c}{2c_\beta}$ (12). Ved å sette inn for (11) og (12) i (10), får jeg at prisen i et spotmarked uttrykt ved bare eksogene variabler er:

$$p_Y^S = \frac{1}{2} \left(p_z - c + p_x + \frac{c_\alpha c^2}{c_\beta(p_z - c + p_x)} \right) \quad (13)$$

Ved å sette likningene (11), (12) og (13) inn i (6) og (7) er det dermed mulig å regne ut total profitt over de to periodene for de to aktørene (henholdsvis likning (14) og (15)).

$$\pi_{\alpha, \text{TOT}}^S(p_Y^S, Y^S, K^S) = \frac{c^2}{4c_\beta} + \frac{(p_z - c + p_x)^2}{8c_\alpha} \quad (14)$$

$$\pi_{\beta, \text{TOT}}^S(p_Y^S, Y^S, K^S) = (k - p_z)E + \frac{c^2}{8c_\beta} + \frac{(p_z - c + p_x)(p_z - c - p_x)}{4c_\alpha} \quad (15)$$

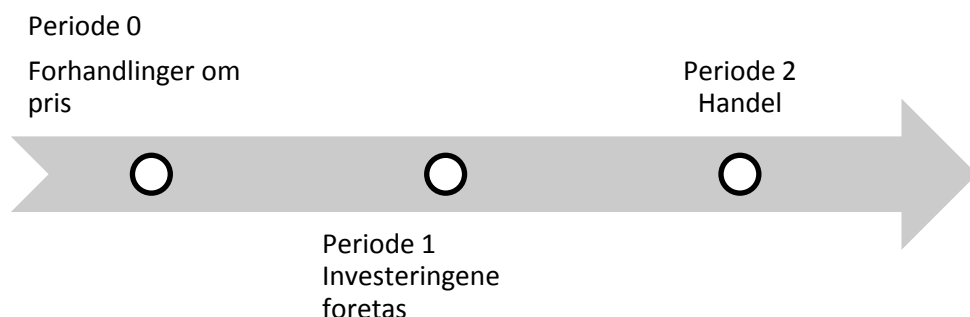
Begge disse vil være positive gitt betingelsene fra kapittel 4.1. Det totale felles overskuddet definert i (8) er dermed i et spotmarked gitt ved

$$\begin{aligned} S^S &= \pi_{\alpha, \text{TOT}}^S + \pi_{\beta, \text{TOT}}^S \\ S^S &= \frac{c^2}{4c_\beta} + \frac{(p_z - c + p_x)^2}{8c_\alpha} + (k - p_z)E + \frac{c^2}{8c_\beta} + \frac{(p_z - c + p_x)(p_z - c - p_x)}{4c_\alpha} \\ S^S &= \frac{3c^2}{8c_\beta} + (k - p_z)E + \frac{(p_z - c + p_x)(3p_z - 3c - p_x)}{8c_\alpha} \end{aligned} \quad (16)$$

som er en positiv størrelse.

4.3 Et marked basert på langsiktige kontrakter

I et marked basert på langsiktige kontrakter antar jeg at prisen ikke blir forhandlet frem i et spotmarked i periode 2 *etter* at investeringene er gjort, men at aktørene i stedet blir enige om denne *før* investeringene gjøres i periode 1. Hendelsesforløpet er dermed som vist i Figur 6:



Figur 6 Hendelsesforløp ved langsiktige kontrakter

Som i spotmarkedssituasjonen blir handelspartnerne enige om prisen ved Nash forhandlingsløsning:

$$p_Y^L = \arg \max \{ (\pi_{\alpha, \text{TOT}}^L - \pi_{\alpha, 0}^L) (\pi_{\beta, \text{TOT}}^L - \pi_{\beta, 0}^L) \} \quad (17)$$

I motsetning til forhandlingene i et spotmarked, hvor aktørene bare tar hensyn til profitten fra selve handelen, er det i dette tilfellet den *totale* profitten i de to periodene for hver av aktørene det blir forhandlet om. Siden aktørene nå vet om de vil bli enige før investeringene gjøres, har produsenten mulighet til å tilpasse investeringene til prisen p_X i tilfelle forhandlingene brytes. Profitten produsenten kan oppnå dersom det ikke blir noen avtale og handel er av den grunn nå gitt ved $\pi_{\alpha, 0}^L = \max_Y \{ -C_\alpha + p_X Y \} = \frac{p_X^2}{2c_\alpha}$ (18). Distributørens alternative profitt er som før gitt ved $\pi_{\beta, 0}^L = (k - p_Z)E$ (19), fordi han ved brudd i forhandlingene vil velge å ikke investere i K i det hele tatt, og i stedet dekke hele sitt energibehov med Z. Sammenhengene (1)-(8) er ellers som før.

I forhandlingene tas det nå hensyn til at aktørene vil velge å tilpasse sine investeringer optimalt gitt den prisen p_Y^L som blir fremforhandlet. Siden denne er avtalt på forhånd, vil den heller ikke påvirkes av nivået på investeringene i ettertid. Partene vil derfor maksimere sin profitt med hensyn på investeringene, – henholdsvis Y og K for α og β (likning (6) og likning (7)).

Dette gir at $Y^L = \frac{p_Y^L}{c_\alpha}$ (20) og $K^L = \frac{c}{c_\beta}$ (21).

Ved å sette inn for (20) og (21) i profittfunksjonene (6) og (7) får jeg sammenhengene

$$\pi_{\alpha, \text{TOT}}^L(p_Y^L, Y^L) = \frac{(p_Y^L)^2}{2c_\alpha} \quad (22)$$

$$\pi_{\beta, \text{TOT}}^L(p_Y^L, Y^L, K^L) = \frac{c^2}{2c_\beta} + (k - p_Z)E + \frac{(p_Z - p_Y^L - c)p_Y^L}{c_\alpha} \quad (23)$$

Ved å sette (15) - (20) inn i (14) ender jeg opp med følgende maksimeringsproblem for prisforhandlingene

$$p_Y^L = \arg \max \left\{ \left(\frac{(p_Y^L)^2}{2c_\alpha} - \frac{p_X^2}{2c_\alpha} \right) \left(\frac{c^2}{2c_\beta} + \frac{(p_Z - p_Y^L - c)p_Y^L}{c_\alpha} \right) \right\} \quad (24)$$

Førsteordensbetingelsen er gitt ved

$$-2(p_Y^L)^3 + \frac{3}{2}(p_Z - c)(p_Y^L)^2 + \left(\frac{c_\alpha c^2}{2c_\beta} + p_X^2 \right) p_Y^L - \frac{(p_Z - c)p_X^2}{2} = 0 \quad (25)$$

Denne tredjegradslikningen kan ha opptil tre røtter, men ved å ta hensyn til partenes reservasjonspriser er det imidlertid mulig å begrense intervallet p_Y^L kan ligge i, slik at det er mulig å finne én pris som løser problemet. Prisen må, på samme måte som i spotmarkedsløsningen, ligge mellom den høyeste prisen distributøren er villig til å betale og den laveste prisen produsenten er villig til å selge for. Det vil si at $p_X < p_Y^L < p_Z$. Likningen er likevel svært komplisert å løse analytisk, og å gjøre dette vil ikke nødvendigvis gi et informativt resultat.¹¹ Jeg har derfor valgt å bare løse den numerisk (se kapittel 4.4).

Det totale felles overskuddet er gitt ved (8), (20) og (21)

$$S^L = \pi_{\alpha, \text{TOT}}^L + \pi_{\beta, \text{TOT}}^L$$

$$S^L = \frac{c^2}{2c_\beta} + (k - p_Z)E + \frac{p_Y^L(2p_Z - 2c - p_Y^L)}{2c_\alpha} \quad (26)$$

Det er nå mulig å si noe om investeringene i et spotmarked og ved langsiktige

¹¹ Løsningen(e) av en likning $z^3 + Az^2 + Bz + C = 0$ skrevet som $x^3 + ax + b = 0$ (hvor $z = x - \frac{A}{3}$) vil være gitt ved $x = \sqrt[3]{\left(-\frac{b}{2} + \frac{1}{2}\left(\sqrt{\frac{4a^3+27b^2}{27}}\right)\right)} + \sqrt[3]{\left(-\frac{b}{2} - \frac{1}{2}\left(\sqrt{\frac{4a^3+27b^2}{27}}\right)\right)}$. Se Seierstad, Strøm og Sydsæter (2002) for mer om dette.

kontrakter ved å sammenligne de ulike løsningene for K og Y. Når det gjelder distributørens investeringer i K kan dette gjøres ved å se på uttrykkene: $K^S = \frac{c}{2c_\beta}$ (10) og $K^L = \frac{c}{c_\beta}$ (21). Disse viser at distributørens investeringer, gitt kostnadsfunksjonsformen i denne modellen, vil være dobbelt så store ved inngåelse av en langsiktig kontrakt som ved forhandlinger i etterkant av investeringene i et spotmarked. Siden (21) er uttrykket som løser $\frac{\partial \pi_{\beta, TOT}}{\partial K} = 0$, det vil si det investeringsnivået som gir maksimal total profitt, vil løsningen under langsiktige kontrakter alltid innebære samfunnsøkonomisk effektivitet. Likning (10) fra spotmarkedsløsningen innebærer dermed at distributøren alltid bare vil investere halvparten av det som i modellen ville vært samfunnsøkonomisk effektivt.

For produsenten er på tilsvarende måte $\frac{\partial \pi_{\alpha, TOT}}{\partial Y} = 0 \Leftrightarrow Y = \frac{p_Y}{c_\alpha}$, slik at investeringene gjort under langsiktige kontrakter, $Y^L = \frac{p_Y^L}{c_\alpha}$ (likning (20)), alltid vil være de som maksimerer den totale profitten til produsenten (likning (6)) og er samfunnsøkonomisk effektive. Fra likningen for produsentens investeringer i et spotmarked, $Y^S = \frac{p_Z - c + p_X}{2c_\alpha}$ (11), er det mulig å se at $\frac{\partial \pi_{\alpha, TOT}}{\partial Y} = 0$ bare vil gjelde i et spotmarked når $p_Y = \frac{p_Z - c + p_X}{2}$. Siden (13) viser at den fremforhandlede prisen i et spotmarked er $p_Y^S = \frac{p_Z - c + p_X}{2} + \frac{c_\alpha c^2}{2c_\beta(p_Z - c + p_X)}$, er ikke dette mulig gitt de ulike betingelsene for parameterne fra kapittel 4.1 Investeringene i Y vil dermed alltid være ineffektive og for lave i et spotmarked. Dette kan også vises ved å derivere spotprisen med hensyn på Y (likning (10)):

$$\frac{dp_Y^S}{dY} = -\frac{cK}{2Y^2} < 0$$

Prisen i spotmarkedet blir dermed lavere jo høyere Y er. Produsenten av naturgassen vil da ikke investere optimalt, fordi han ender opp med å få en lavere pris. Til sammenligning er den deriverte av prisen i en langsiktig kontrakt

$$\frac{dp_Y^L}{dY} = 0$$

Produsenten vil da kunne velge en optimal Y uten at prisen og dermed også profitten blir lavere. Det vil si at $Y^L = \frac{p_Y^L}{c_\alpha} > \frac{p_Z - c + p_x}{2c_\alpha} = Y^S$. Med andre ord vil produsenten i denne modellen, på samme måte som distributøren, foreta investeringer som er *for lave* når gassen omsettes i et spotmarked.

4.4 Numerisk løsning av modellen

Modellen løses numerisk ved å sette inn passende verdier for de eksogene variablene. I tabellen under oppsummeres disse i tillegg til de resulterende verdiene på de endogene variablene.

Tabell 1 Numerisk løsning av modellen

	Variabel	Spotmarked	Langsiktig kontrakt
Eksogene variabler	c_α	2	2
	c_β	2	2
	p_x	1	1
	p_z	7	7
	E	5	5
	k	12	12
	c	2	2
Endogene variabler	p_y	3,33	4,04
	Z	3,50	2,98
	Y	1,50	2,02
	K	0,50	1,00
	$\pi_{\alpha,TOT}$	2,75	4,09
	$\pi_{\beta,TOT}$	28,25	27,93
	S	31,00	32,02

Det viktigste resultatet i modellen er at en spotmarkedsløsning vil føre til underinvesteringer. Dette følger av holdup-problemet beskrevet i kapittel 3.1. Når partene foretar sine investeringer i periode 1, tar de innover seg at disse vil være irreversible og delvis eller helt relasjonsspesifikke når forhandlingene om prisen foretas i etterkant. De innser at de da ikke vil motta den fulle avkastningen av investeringene sine. Resultatet er at de investerer mindre enn optimalt.

Utover dette kan man se at produsenten, α , vil få høyere profitt ved langsiktige kontrakter enn ved en spotmarkedsløsning. Dette kommer av at både den fremforhandlede prisen (for de fleste valg av ulike verdier på de eksogene parameterne), p_y , og salget av naturgass, Y , vil være høyere ved langsiktige kontrakter enn ved en spotmarkedsløsning. Det er imidlertid ikke helt klart at distributøren vil være mest fornøyd med en løsning med langsiktige kontrakter. Tabellen viser at distributørens totale profitt, π_{TOT}^β , vil være noe lavere ved langsiktige kontrakter. Grunnen til dette er at distributøren ville hatt større forhandlingsmakt i et spotmarked siden han gjør mindre investeringer enn produsenten. I sum er likevel det totale felles overskuddet, S , større ved langsiktige kontrakter enn ved en spotmarkedsløsning.

Denne modellen er svært enkel og kan ikke uten videre overføres til virkelige naturgassmarkeder. Også i det europeiske markedet finnes det flere enn to aktører, slik at både produsent og distributør i praksis kan ha mulighet til å selge eller kjøpe fra flere enn én. I tillegg er det i dag mulig for en produsent å både selge naturgass gjennom langsiktige kontrakter og samtidig i et spotmarked. Tilsvarende kan en distributør eller importør kjøpe gass på begge måter. Dette gjør at aktørene kan spre risikoen på en annen måte enn det som er mulig i denne modellen.

Modellen illustrerer likevel noen momenter som er realistiske. Dette gjelder spesielt problemet med underinvesteringer når to aktører ikke samarbeider og ikke inngår i et langsiktig handelsforhold. På grunn av de store investeringene som gjøres før gassen kan omsettes, og de store verdiene som finnes i naturressurser, er dette både relevant og viktig. Gitt at store deler av investeringene og transaksjonskostnadene i den europeiske naturgassindustrien fortsatt er relasjonsspesifikke og at aktørene dermed ikke uten videre kan bytte handelspartnere, er derfor denne problemstillingen fortsatt aktuell.

5 Endrede markedsforhold og langsiktige kontrakter

I løpet av en kontraktperiode på opptil 20 år, eller kanskje til og med lenger, vil det normalt kunne forekomme store endringer i markedsforholdene. Noen slike hendelser eller endringer treffer naturgassmarkedet som midlertidige sjokk. Naturkatastrofer, politisk uro eller en finanskriser *kan* være eksempler på dette. Slike hendelser er midlertidige ved at de bare vil påvirke tilbudet eller etterspørselen i en kortere periode. Disse vil derfor ikke nødvendigvis legge press på en langsiktig kontrakt. Selv om én av partene ville tape på å være bundet til en handelskontrakt i den perioden sjokket inntreffer, vil langsiktige kontrakter fortsatt kunne være den beste markedsløsningen i normale tider. For eksempel vil etterspørselen fra sluttbrukerne kunne falle i løpet av en økonomisk resesjon. Distributørene vil da kunne ha problemer med å få solgt videre det volumet av gass som de gjennom kontrakten har bundet seg til å kjøpe. Når etterspørselen øker igjen og prisene stiger, vil imidlertid distributøren fortsatt være sikret leveranser.

Det kan imidlertid også skje endringer som er av en mer varig karakter og som ikke nødvendigvis kan forutses når kontrakten blir inngått. I dette kapittelet går jeg først gjennom noen viktige teoretiske aspekter ved reforhandlinger av langsiktige kontrakter. Deretter ser jeg nærmere på hvilke mekanismer som tradisjonelt har eksistert i de langsiktige naturgasskontraktene for at de skal kunne tilpasse seg til nye markedsforhold. I den siste delen av kapittelet går jeg gjennom noen faktiske utviklingstrekk i naturgassmarkedet på det europeiske kontinentet.

5.1 Utformingen av langsiktige kontrakter

Hvordan langsiktige kontrakter skal utformes er et viktig og vanskelig problem både i økonomisk teori og i samfunnet (Hubbard og Weiner, 1987). Det er *viktig* fordi én enkelt kontrakt kan spesifisere kommersielle betingelser som store ressurser skal selges i henhold til over en lang tidsperiode. Ofte kan en stat være eieren av disse naturressursene, og salget av disse kan få stor betydning for hele befolkningen. Hubbard og Weiner (1987) peker også på tre forhold som gjør utformingen av langsiktige kontrakter *vanskelig*. For det første er markedsforhold i fremtiden svært usikre. Dette gjelder både utvikling av produksjonsteknologi, etterspørselen

etter naturressursen eller hvordan institusjonelle forhold - lover og regler som både selger og kjøper må forholde seg til, vil utvikle seg. For det andre fører det lave antallet aktører i naturgassmarkedet til at opportunistisk oppførsel kan være et problem. For det tredje gjelder dette, som jeg skriver mer om i dette kapittelet, kompleksiteten i selve kontrakten.

En fullstendig eller komplett kontrakt som spesifiserer kontraktpartenes respektive retter og plikter ved alle mulige hendelser som måtte inntreffe i kontraktsperioden kan være svært kostbart eller umulig å sette opp på en måte som samtidig kan håndheves. Langsiktige kontrakter vil derfor nødvendigvis være ufullstendige (Hart og Moore, 1988). I sin modell fra 1988 viser Hart og Moore at de spesifikke investeringene som gjøres under ufullstendige kontrakter normalt ikke vil være effektive. Hvis partene derimot ikke må gjøre noen relasjonsspesifikke investeringer kan en ufullstendig kontrakt likevel gi en effektiv løsning når det er mulig for partene å revidere pris og betingelser etter hvert som de får ny informasjon (Hart og Moore, 1988). Som jeg går nærmere gjennom i kapittel 5.1.1 nedenfor er det likevel mulig å inkludere mekanismer og klausuler i kontraktene som gjør at kontraktene dekker så mange eventualiteter som mulig, slik at investeringene og derfor også utnyttelsen av ressursene likevel blir optimal.

For å generere effektive investeringer må, som tidligere forklart, en kontrakt sikre at investoren mottar hele avkastningen av investeringene han har gjort, også når det blir tatt hensyn til fremtidig markedsutvikling. Et problem med kontrakter, både kortsiktige og langsiktige, er imidlertid at de kan reforhandles. Hyppige reforhandlinger kan være kostbart og tidkrevende. Hvis det stadig eksisterer et press fra en av partene om reforhandlinger, kan en langsiktig kontrakt være en svært dårlig mekanisme for å beskytte mot *ex post* opportunistisk oppførsel. Dette vil ødelegge for insentivene til å gjøre effektive relasjonsspesifikke investeringer og i det hele tatt gå inn i et kontraktsforhold *ex ante* (MacLeod og Malcomson, 1993). På den måten kan effektiv handel forhindres, selv om partene har inngått en langsiktig kontrakt.

Å tvinge to parter til å holde sammen ved at en for eksempel blir pålagt høye bøter ved kontraktsbrudd, kan imidlertid være skadelig hvis det ikke er noen gevinster ved handel eller hvis bedre handelsalternativer er tilgjengelig for én av partene. Det er likevel viktig å påpeke at frivillige reforhandlinger er ønskelig hvis de gjør det mulig for partene å fjerne svakheter i kontrakten som reduserer den samlede verdien av partenes gevinst. Hvis en av partene for eksempel vil kunne tjene mer på å handle med en tredjepart, kan det i noen tilfeller være samfunnsøkonomisk effektivt at han kjøper seg ut av kontrakten. Da kan også den opprinnelige

kontraktpartneren tjene på dette ved at noe av det ekstra overskuddet fra handelen med tredjeparten blir overført til han.

En stor utfordring ved bruk av langsiktige kontrakter knytter seg til hvordan pris og volum skal spesifiseres slik at en både får et vern mot opportunisme, men samtidig beholder en viss fleksibilitet. Når en kontrakt varer i flere tiår, er det gitt at markedet vil gjennomgå store endringer i løpet av kontraktsperioden. I naturgasskontrakter finnes det vanligvis mekanismer som er med på å hindre at problemer med reforhandlinger oppstår. De vanligste er indeksering av prisen til konkurrerende energikilder og en viss fleksibilitet i hvor mye naturgass kjøperen må motta. Det vil derfor være et visst rom i kontrakten for å tilpasse seg endringene i markedet innenfor det eksisterende kontraktsforholdet.

5.1.1 Langsiktige naturgasskontrakter og tilpasning til nye markedsforhold

Siden kontraktene er ment å holde over en lang periode, må de inneholde noen mekanismer som gjør at kontrakten fortsetter å være akseptabel for begge parter også når det skjer endringer i markedsforhold som har betydning for handelsforholdet. Slike implisitte mekanismer er med på å gjøre en langsiktig kontrakt *selvhåndhevende* (Joskow, 1990). Dette er nødvendig i kontraktsforhold hvor en eventuell domstol ikke vil kunne verifisere hvem av partene som har skylden hvis handelen ikke finner sted (MacLeod & Malcomson, 1993).

Hovedelementer i gasskontrakter er (ECS, 2007):

- En langsiktig forpliktelse om *levering* av en viss mengde av gassreservene på den ene siden og en langsiktig forpliktelse om å *motta* dette markedsvolumet på den andre siden. Selv om kjøperen på et tidspunkt skulle velge å ikke ta imot det avtalefestede volumet må han likevel betale for det. Dette er en såkalt Take-or-Pay-klausul (TOP). I nyere kontrakter er denne klausulen gjort mer fleksibel ved at kjøperen kan velge å "ta" mellom 85 og 120 prosent av kontraktsvolumet (Rogers og Stern, 2011).
- Prisen på naturgassen blir fastsatt ut i fra verdien på konkurrerende energikilder på grensen til importlandet (dvs. fratrullet kjøperens kostnader til transport og distribusjon).

- Prisen beregnes på nytt hver måned eller hvert kvartal etter bevegelsene i prisen på de konkurrerende energikildene. Formelen for gassprisen kan struktureres på ulike måter men den inneholder vanligvis en grunnpris og en indeks, eksempelvis:

$$p_{gass} = p_0 + \beta_1 \Delta p_{råolje} + \beta_2 \Delta p_{fyringsolje} + \dots$$

Gassprisen, p_{gass} , er dermed lik grunnprisen, p_0 , pluss eller minus endringen i prisen på for eksempel fyringsolje eller andre petroleumsprodukter (Honoré, 2010).

- Selve prisformelen kan også revideres med jevne mellomrom (vanligvis hvert tredje år) for å tilpasse den til nye markedsforhold og sikre at gassen holder konkurransedyktig. Dette kan imidlertid bare skje hvis det inntreffer betydelige endringer i markedsforholdene som er *utenfor aktørenes kontroll*. Priskvilkårene skal i alle tilfeller sørge for at gassen er handlet en forsvarlig måte.
- I tilfelle uenighet om prisjusteringer kan det brukes en megler for å løse konflikten.

Mange forfattere argumenterer for at utformingen av naturgasskontraktene gjør at kjøperen tar volumrisikoen, fordi han risikerer å ikke få videresolgt all gassen som han gjennom kontraktene har forpliktet seg til å kjøpe, og at produsenten tar prisrisikoen knyttet til bevegelser i oljeprisen (Sagen (2001), Hirschhausen og Neuhoff (2005), ECS (2007)). Dette poenget kan imidlertid problematiseres. Risikoen for selgeren er at oljeprisen kan bli svært lav og dermed også gassprisen. Følgelig er det også for kjøperen en risiko knyttet til at oljeprisen i stedet kan vise seg å bli svært høy. De siste ti årene er det denne risikoen som har vist seg å være størst. Klausulene i naturgasskontraktene kan derfor snarere sies å distribuere både prisrisikoen og volumrisikoen mellom kjøper og selger.

Vanligvis vil det være den parten som gjør de største relasjonsspesifikke investeringene som gjør de største relasjonsspesifikke investeringene som tjener mest på å signere en langsiktig kontrakt om handel, fordi det ellers er vanskelig å få dekket investeringskostnader *ex post*. Hirschhausen og Neuhoff (2005) påpeker at det fra kjøperens perspektiv noen ganger kan bli dyrt å kjøpe gass gjennom langsiktige kontrakter, når han alternativt kunne kjøpt den billigere i et spotmarked. Samtidig har han et insentiv til å signere langsiktige kontrakter fordi dette kan hindre at nye aktører kommer inn på markedet. For et gassimporterende land er langsiktige kontrakter inngått av private importører noe som kan innebære positive eksternaliteter

fordi de øker tilbudssikkerheten. Myndighetene kan derfor være villige til å gi importører fordel hvis de signerer langsiktige kontrakter. Fra selgeren eller produsentens trygghet gir også langsiktige kontrakter trygghet, samtidig kan de føre til at store deler av gassressursene deres “bindes opp” i lang tid, når de etter hvert kanskje kunne tjent mer på å selge til et helt annet marked.

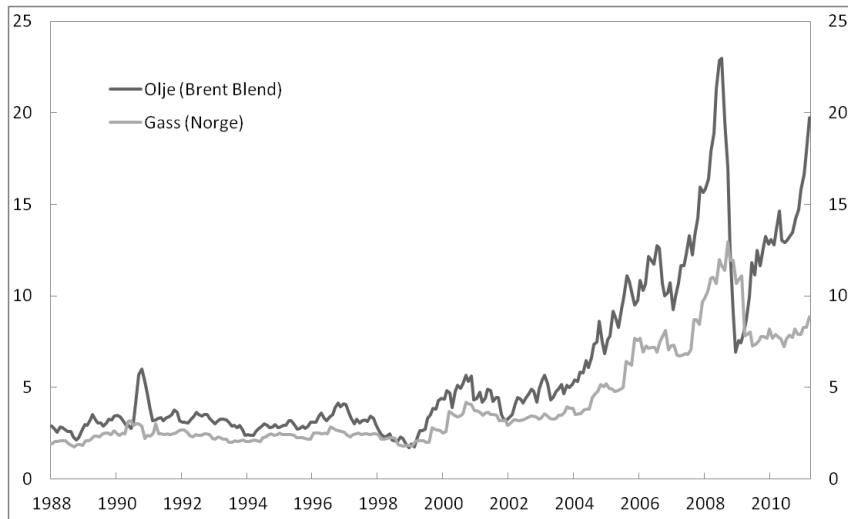
5.1.2 Mer om indeksering av gassprisen

Prisen på naturgass i Europa har historisk vært koblet til andre konkurrerende energikilder, - i hovedsak fyringsolje. Da de første langsiktige naturgasskontraktene ble inngått var de fleste alternative energikildene til naturgass oljeprodukter. Naturgass hadde blant annet en sterk substitusjonsflate mot fyringsolje når det gjaldt oppvarming og produksjon av elektrisitet både for husholdningene og industrien. Ved å sette prisen på naturgass under oljeprisen var det derfor mulig å stjele markedsandeler fra olje (IEA, 2009).

Mens kunder på lang sikt kan skifte til eller fra gass som en energikilde, har de fleste gasskunder ikke noe alternativ på kort sikt på grunn av kostnadene knyttet til å skifte energikilde, - såkalte “*switching costs*”. For at det skulle være mulig å konkurrere med olje, måtte derfor selgerne i tillegg garantere at prisen ville beholde et bestemt forhold til oljeprisen. Oljeindeksering av prisen på naturgass i de langsiktige kontraktene løste dette problemet. Holden (1999) viser at hvis aktørene er risikoaverse og det eksisterer usikkerhet om hva eventuelle reforhandlinger vil føre frem til, vil trusler om å bryte kontrakten ikke være troverdige så lenge prisen er innenfor et bestemt intervall. Det vil da ikke bli reforhandlinger. For å sikre effektivitet må derfor aktørene forsøke å sette prisen slik at den faller innenfor dette intervallet. Ved at gassprisen hele tiden fulgte oljeprisen og andre alternative energikilder, hadde ikke aktørene noe insentiv til å bryte kontrakten fordi han kunne få billigere energi et annet sted.

Figuren under viser hvordan prisen på norsk gass og prisen på Brent Blend har samvariert siden 1988.¹² Her kan det også legges til at gassprisen historisk har vært sterkt korrelert med oljeprisen også i de regionene hvor det ikke brukes oljeindekserte langsiktige kontrakter (IEA, 2009)

¹² Prisen på norsk gass har ikke bare vært indeksert til råolje. Imidlertid vil prisene på gassolje, tung fyringsolje og andre oljeprodukter vanligvis være kointegrerte med prisen på råolje. Dette er produkter som alle blir produserte fra råolje i raffineriene. De relative prisene kan fluktuere i perioder, som følge av svingninger i markedene, men vil sannsynligvis vende tilbake til det langsiktige forholdet (Westgaard, Estenstad, Seim og Frydenberg, 2011).

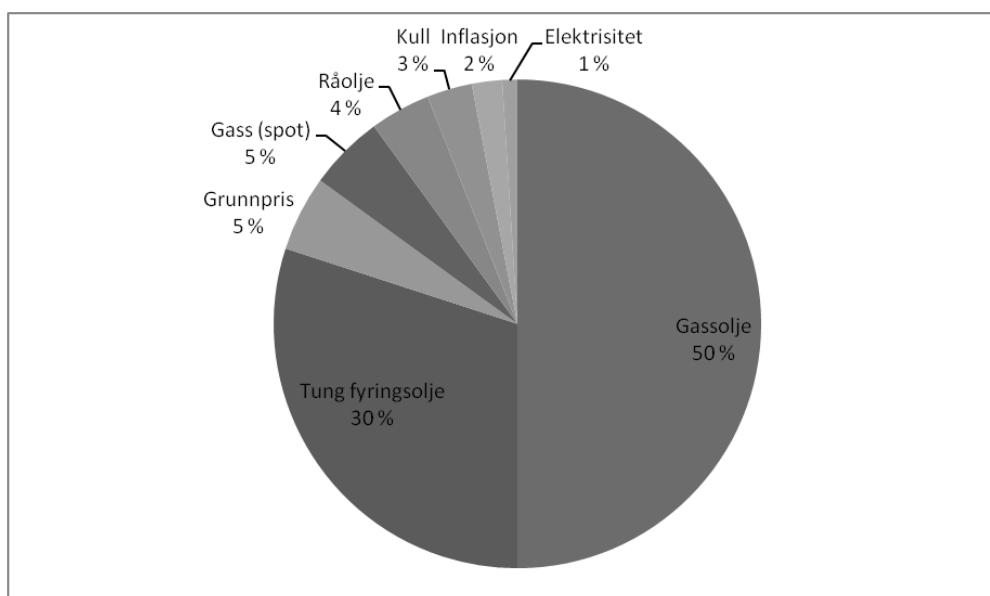


Figur 7 Pris på Brent Blend og norsk naturgass. USD per MMBtu. Januar 1988 – mars 2011 (kilder: SSB og Thomson Reuters)

Indekseringsformelen, som sikrer gassens konkurranseevne er med på å integrere endringene som skjer i energimarkedet i prisen - uten at kontrakten må reforhandles – ved at prisen fortsetter å være konkurransedyktig for både kjøper og selger. Mulherin (1986) påpeker at indekseringsmekanismen i kontrakten er konstruert slik at en får en prisrespons når det kommer ny informasjon. Dette har derfor redusert kostnadene knyttet til fleksibilitetsproblemer ved bruk av langsiktige kontrakter. Denne mekanismen tilsvarer det MacLeod og Malcomson (1993) definerer som “*escalator clauses*”. En slik klausul lar prisen delvis være betinget på en ekso-gen naturtilstand, Φ , som bestemmer tilbudet og etterspørselen etter varen. Bare deler av en slik naturtilstand er observerbar. Det er derfor usannsynlig at kontrakten skal kunne fange opp alt ved Φ som er relevant for kontraktsforholdet. Kontrakten kan derfor i stedet være betinget på noe som er observerbart, $W \in \Phi$. I en naturgasskontrakt kan W dermed representere prisen på fyringsolje eller den indeksen av alternative energikilder naturgassprisen er koblet til. På den måten vil man kunne hindre reforhandlinger når markedet gjennomgår forandringer, så lenge endringene som er relevante for kontraktsforholdet fanges opp gjennom prisindeksen.

En økning i oljeprisen har altså gjennom indekseringen i naturgasskontrakter også ført til en økning i gassprisen. Rolf Golombek og Michael Hoel (1985) påpeker imidlertid at hvis både kjøper og selger av naturgassen er risikoaverse, kan en form for ”negativ indeksering” av gassprisen til oljeprisen være mer hensiktsmessig. Hvis en antar at kjøperen kjøper både gass og olje og selgeren på sin side selger begge deler, kan dette være en måte for både selgeren og kjøperen å spre risiko på. På den måten vil gassprisen være lav når oljeprisen er høy, - og omvendt, og dette vil kunne gi effektive gasskontrakter. I praksis virker det imidlertid lite

sannsynlig at et slikt arrangement ville fungere. Hvis oljeprisen for eksempel blir svært lav, vil det bli vanskelig for produsenten å selge gassen til en svært høy pris. Tilsvarende vil han være lite villig til å selge gassen til en lav pris når oljeprisen er høy, hvis han kan få mer for den i et marked hvor prisen på naturgass ikke er indeksert til olje.



Figur 8 Indeksering av prisen i langsiktige naturgasskontrakter i Vest-Europa (kilde: Melling, 2010)

Som følge av at konkurranseforholdene til naturgass har endret seg, har det også blitt endringer i prisformlene i kontraktene. Fra og med andre halvdel av 1990-tallet ble kontraktsprisen på naturgass også delvis linket til kullprisen for å reflektere konkurransen innen produksjon av elektrisitet. De siste årene har indekseringen også inkludert gassprisen på spotmarkedene i Europa (se Figur 8). Det har også funnet sted noen endringer i betingelser, volum og i fleksibilitet med hensyn til leveringssted.¹³

I kapittel 6 viser jeg at måten kontraktsprisen tilpasses nye markedsforhold på kan være av stor betydning. Før jeg viser hvordan endringer i markedet kan tas inn modellen fra kapittel 4,

¹³ Rogers og Stern (2011) hevder at de opprinnelige årsakene til å indeksere gassprisen til olje er svekket. Bakgrunnen for dette er at oljeprodukter ikke lenger blir brukt i enkelte energisektorer hvor de tidligere hadde sterk substitusjonsflate mot naturgass. Miljøhensyn og nye typer utstyr har gjort olje lite egnet til bruk i produksjon av stasjonær energi.¹³ De skriver at *“There is no commercial scenario in which users installing new fuel-burning equipment will choose to use oil products rather than gas in stationary uses.”* (2011, s. 2). De mener derfor at det er forhold i gassmarkedet, snarere enn i oljemarkedet, som må bestemme prisen på naturgass. Dette kan gjøres ved at gassprisen indekseres til prisen på naturgass i de europeiske spotmarkedene. Dette krever imidlertid at prisen i disse markedene faktisk reflekterer de forholdene i gassmarkedet som er relevante for partene i en langsiktig kontrakt, ved at signifikante volum handles der. Da er det også viktige at indekseringen faktisk fungerer slik at den fanger opp alle relevante forhold for gassprisen.

vil jeg imidlertid gå kort gjennom noen av de faktiske endringene som har funnet sted i naturgassindustrien og på det europeiske kontinentet de siste årene.

5.2 En utvikling mot kortere kontraktsvarighet i Europa?

Som nevnt i kapittel 2.2 er det mulig å peke på enkelte faktorer som har ført til at markedene for naturgass i USA og Storbritannia og naturgassmarkedet på det europeiske kontinentet organiseres på ulike måter. Ressurstilgang og avstand, i tillegg til etterspørselsmønster og ulike institusjonelle forhold er noen av grunnene til at det i kontinental-Europa kan ha vært mest hensiktsmessig å bruke langsiktige kontrakter. Siden de første kontraktene ble inngått for mer enn 40 år siden har imidlertid mye skjedd (Austvik, 2009). Jeg vil i de neste avsnittene gå gjennom noen av de viktigste utviklingstrekkene de siste årene.

Bedre utnyttelse av stordriftsfordeler og fallende kapitalintensitet

Spesielt i LNG-transport har investeringskostnadene per enhet falt betraktelig. Eksempelvis har skipene større kapasitet enn før (145 000 kubikkmeter i 2005, 40 000 kubikkmeter i 1990 og 25 000 kubikkmeter for 40 år siden). Skipene bruker også mer effektive motorer og byggekostnadene for et standardskip har falt fra 250 millioner dollar til 170 millioner dollar siden 1990-tallet. I tillegg til dette har selve prosessen med å gjøre LNG om til gass blitt mer effektiv ved at lagringskapasiteten har blitt forbedret (Hirschhausen og Neumann, 2005).

Også kapitalintensiteten i rørledningstransporten har falt ved at diameteren på selve rørledningen har økt og ved at man nå kan benytte seg av høyere trykk. Siden mye av infrastrukturen på det europeiske kontinentet nå er ferdig utbygd, trenger ikke nye kontrakter å ta hensyn til denne typen spesifikke investeringer i samme grad som tidligere. Dette gir en økt utnyttelse av stordriftsfordelene. Dermed, har også risikoen i produksjonen falt, og dette burde derfor føre til at kontraktsvarigheten blir kortere (Hirschhausen og Neumann, 2005).

I tillegg til at kapitalintensiteten har falt og stordriftsfordelene blir bedre utnyttet kan det her også nevnes at investeringene i seg selv har blitt mindre relasjonsspesifikke. Tidligere var gjerne én kontrakt knyttet til reservene i ett gassfelt. I dag er i stedet kontraktene vanligvis knyttet til den totale naturgasseksporten fra et land eller en produsent. Investeringene på produsentsiden er dermed ikke lenger nødvendigvis prosjektspesifikke (Hirschhausen og Neu-

mann, 2005). Også dette peker mot at nytten av langsiktige kontrakter kan være lavere enn tidligere.

Liberalisering av markedet

Liberalisering vil si en prosess som ved et minimum fjerner juridiske og andre institusjonelle barrierer for handel med den hensikt å bedre tilgangen til et marked. Austvik (2003) påpeker at begrepet ”liberalisering” når brukt om et gassmarked, må tolkes som en måte å gjøre et marked mer konkurransepreget på ”...by increasing competition or by introducing force or incentives in a regulatory process, in order to reach social goals in a more optimal manner than before” (Austvik, 2003, s. 29). I USA startet liberaliseringsprosessen i naturgassindustrien på 1980-tallet. En serie av nye lover og retningslinjer fjernet føderal kontroll over prisene og sørget for fri tilgang til rørledningssystemet. De førte også til at langsiktige kontrakter ikke lenger var påkrevd (Hirschhausen og Neuhoff, 2005). I Storbritannia ble en tilsvarende prosess gjennomført i første halvdel av 1990-tallet.

Ønsket om å gjøre EUs naturgassmarked mer åpent og fleksibelt ble satt på agendaen allerede på 1980-tallet. Det bakenforliggende målet har vært å redusere gassprisene for sluttbrukerne (Sagen, 2001). Det er imidlertid først fra og med slutten av 1990-tallet og gjennom 2000-tallet at EUs tre gassdirektiver har blitt implementert i medlemslandene. I XXXth Report on Competition Policy 2000 fra EU-Kommisjonen står det at

”...the structure of the European gas markets is currently not favourable to competition. The markets are characterised by horizontal and vertical demarcation; a situation partly brought about by the long-term supply contracts signed between the members of a well-established vertical supply chain, from gas producers to end users.”
(EU, 2001, s. 48)

Hensikten med gassdirektivene har nettopp vært å bedre konkurransesituasjonen i EU (Austvik, 2009). Dette inkluderer blant annet at det har blitt åpnet for inngåelse av mer direkte kontrakter mellom produsent og konsument. Det har dessuten blitt innført nye retningslinjer for tredjeparts adgang til distribusjonsnettverk for naturgass hvor det tidligere i praksis var monopol for eieren av rørledningen. Kort forklart sier disse retningslinjene at gassen ikke bare skal bli transportert mellom to parter (vanligvis produsenten og eieren av rørledningen), men også til tredjeparter (vanligvis kunden i enden av rørledningen). Rørledninger må derfor levere gass for andre enn eieren mot betaling (Austvik, 2009). Hensikten er at dette skal stimulere

til økt gass-til-gass-konkurranse de stedene hvor det tidligere bare har vært én tilbyder av naturgass i konkurranse med tilbydere av andre energikilder (Sagen, 2001). Før å øke konkurransen på etterspørselssiden har sluttbrukerne, etter implementeringen av det tredje gassdirektivet i 2007, fått muligheten til fritt velge hvilken tilbyder av naturgass de vil benytte seg av.

Liberaliseringen av naturgassmarkedet betyr altså ikke at EU forbyr inngåelsen av langsiktige kontrakter. I et av direktivene heter det at

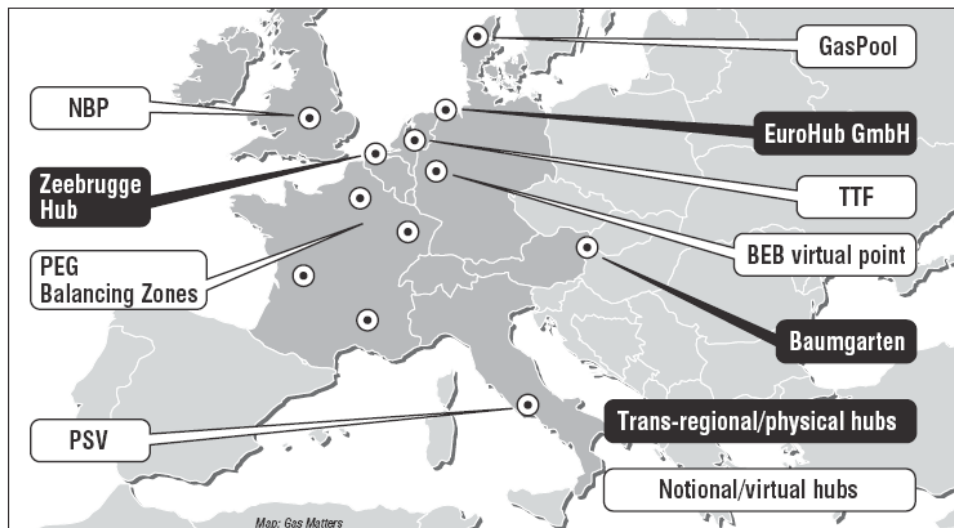
"The provisions of this Directive shall not prevent the conclusion of long-term contracts in so far as they comply with Community competition rules." (EU, 2003, artikkel 18(3))

Et klart ønske fra EU er imidlertid en gradvis utfasing og/eller reforhandling av gjeldende kontrakter for å skape økt likviditet i spotmarkedene. Allerede inngåtte langsiktige kontrakter mellom produsenter og store kjøpere på det europeiske kontinentet opptar mye av kapasiteten på distribusjonsnettet, og dette kan være et hinder for at nye produsenter skal kunne nå ut til markedene (Sagen, 2001). På tilbudssiden møter imidlertid avskaffelse av langsiktige naturgasskontrakter sterk motstand. Argumentene fra aktørene er, på linje med den økonomiske teorien jeg har presentert ovenfor, at denne type kontrakter er nødvendig for å sikre fremtidige leveranser av nye investeringer i produksjonskapasitet og infrastruktur (Sagen, 2001).

Utvikling av spotmarkedet

Utviklingen av spotmarkeder og fremtidsmarkeder har også påvirket behovet for langsiktige kontrakter. Slike markeder utvikler seg generelt på steder hvor et større antall aktører på tilbudssiden og etterspørselssiden møtes (Hirschhausen og Neumann, 2008). Zeebrugge i Belgia er et eksempel på et slikt marked i Europa, men det finnes også flere andre (se Figur 9). Stern (2007) påpeker at det er tre problemer med disse spotmarkedene i kontinental-Europa: Lavt handelsvolum, utilstrekkelig likviditet og en risiko for at store nasjonale aktører kan manipulere prisene. Handelsvolumet referer til mengden av gass som blir handlet, mens likviditeten blir målt ved raten mellom det totale volumet av gasshandelen og det totale volumet gass som blir konsumert i området som spotmarkedet dekker¹⁴ (Stern, 2007). Denne raten forteller hvor mange ganger gassen videreselges før den ender opp hos sluttbrukeren. Ifølge Stern (2007) er denne på rundt 4 i Zeebrugge, mens den til sammenligning er omtrent 30 ved Henry Hub.

¹⁴ På engelsk: *churn rate*



Figur 9 Spotmarkeder (hubs) i Europa (kilde: Stern, 2007).

Økende handelsvolum og et økende antall aktører i spotmarkedene i kontinental-Europa, fører likevel til at disse markedene kan ta noe av risikoen som tidligere ble dekket av langsiktige kontrakter. Usikkerheten knyttet til naturgasshandelen faller med utviklingen av og likviditeten i spotmarkedene, det er derfor naturlig å forvente at kontraktene vil få kortere varighet som følge av dette (Hirschhausen og Neumann, 2008).

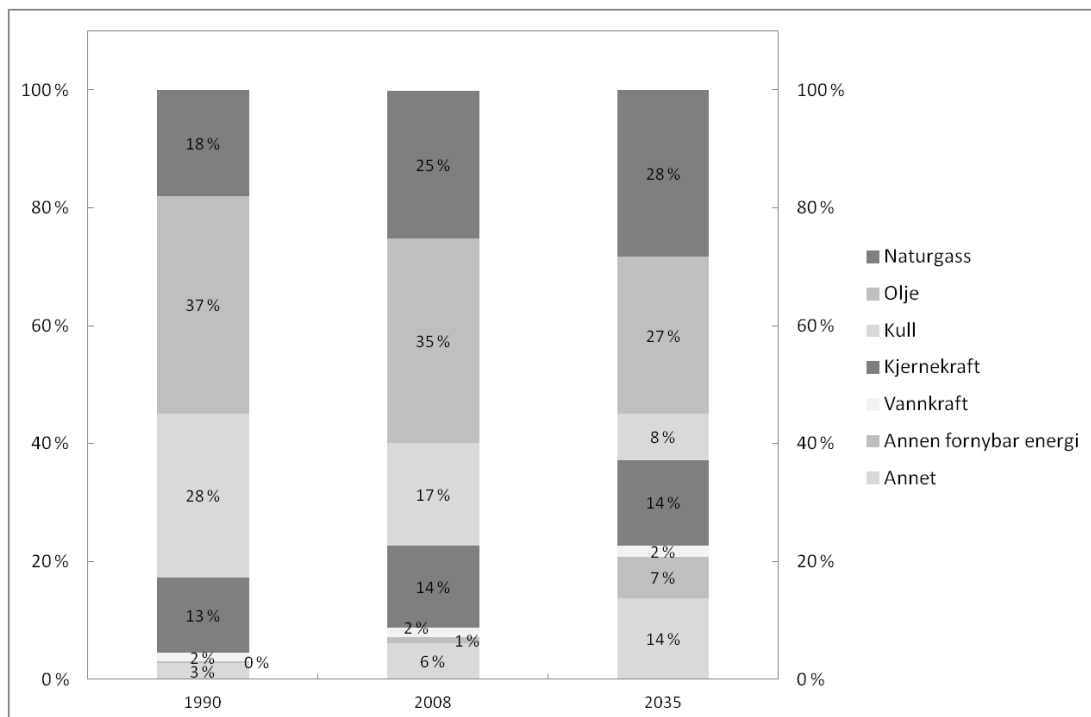
Økt etterspørsel som følge av nye klimahensyn

I Nord-Amerika og i Storbritannia har naturgass lenge vært viktig i kraftproduksjon. I store deler av Europa har det imidlertid blitt foretrukket å bruke innenlandske eller delvis innenlandske energikilder som kull eller kjernekraft til dette formålet. Årsakene til dette er både økonomiske og sikkerhetspolitiske. Innenlandsk kullkraft og kjernekraft har vært billigere å produsere. I tillegg har mange vesteuropeiske land ikke ønsket å gjøre seg avhengige av leveranser fra Russland og Algerie for å kunne produsere en så livsviktig vare som elektrisitet.

De siste årene har likevel naturgass blitt viktigere i elektrisitetsproduksjon også i Europa, og det er ventet at denne utviklingen vil fortsette (ECS, 2007). Dette kommer som en følge av nye klimahensyn. I kraftproduksjon slipper nemlig naturgass ut mellom 50 og 70 % mindre karbondioksid enn kull (IEA, 2010b). I *Energy 2020: A Strategy for competitive, sustainable and secure energy* (EU, 2010), som definerer EUs energiprioriteringer de neste ti årene, blir naturgass beskrevet som en strategisk ressurs for Europa på grunn av den økte bruken i elektrisitetsproduksjon og de miljømessige fordelene på grunn av det relativt lave karboninnholdet sammenlignet med for eksempel kull:

(...)Provided the supply is stable, natural gas will continue to play a key role in the EU's energy mix in the coming years and gas can gain importance as the back-up fuel for variable electricity generation. This calls for diversified imports, both pipeline gas and Liquefied Natural Gas terminals, while domestic gas networks are required to be increasingly interconnected. (EU, 2010, s. 10)

Andelen naturgass i den totale primære energietterspørselen¹⁵ er ventet å øke fra 25 prosent i 2008 til 28 prosent i 2035 (se Figur 10), i stor grad på bekostning av kull brukt i kraftproduksjon (IEA, 2010b).¹⁶



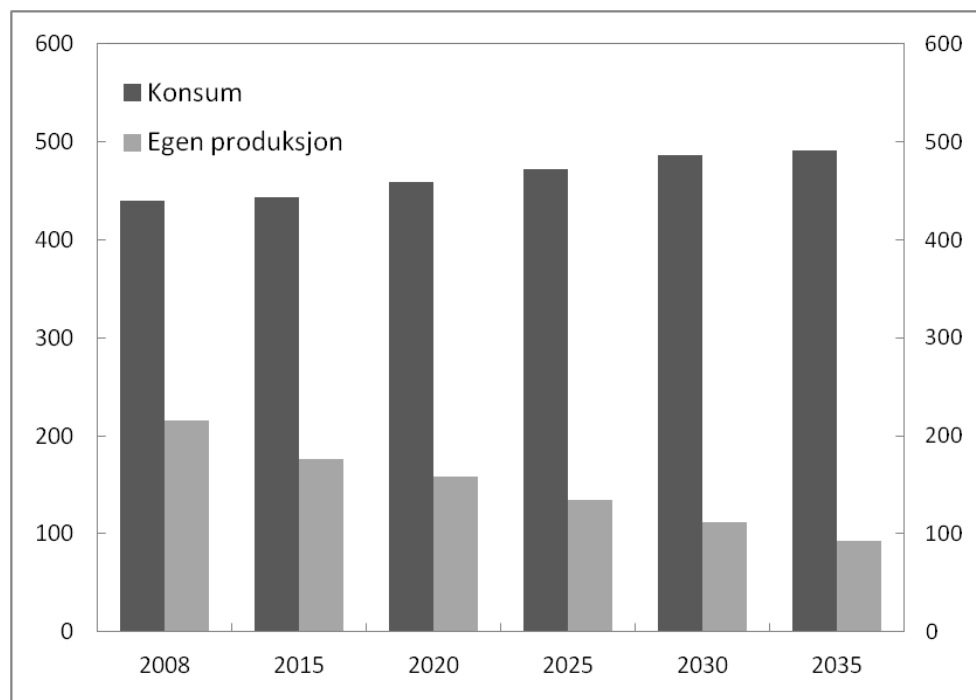
Figur 10 Konsum av ulike energikilder i EU. 1990 - 2035. Prosent. (IEA, 2010b)

Økt etterspørsel, sammen med markedsliberalisering, utvikling av spotmarkeder og billigere transport har redusert hindringene for nye aktører som vil inn på markedet. Nye produsentland har derfor kommet til de siste årene, blant andre Nigeria, Trinidad, Libya og Egypt. Disse nye aktørene benytter seg, ifølge Hirschhausen og Neumann (2008) av mer utradisjonell organisering når det gjelder handel med LNG og gass i rørledning. Dette kan gi mer fleksibilitet med hensyn til varighet, volum og videresalg, og bruken av langsiktige kontrakter kan derfor tenkes å gå ned.

¹⁵ Total primær energietterspørsel (engelsk: Total Primary Energy Consumption (TPEC) eller Total Primary Energy Demand (TPED)) blir kalkulert som summen av brutto innenlandsk konsum av energi fra fast brensel, olje, gass, kjernerkraft eller fornybare energikilder (IEA, 2010b).

¹⁶ I henhold til det IEA presenterer som "The New Policy Scenario". Anslagene i dette scenariet tar både hensyn til allerede implementert politikk, men også uttalte intensjoner fra politiske ledere (IEA, 2010b).

Samtidig som etterspørselen etter naturgass øker, er det imidlertid ventet at produksjonen innad i EU vil falle (se Figur 11). Dette vil føre til at EUs avhengighet av importert av gass vil øke fra i overkant av 50 % i 2008 til over 80 % i 2035 (IEA, 2010b). Økt importavhengighet kan peke i motsatt retning når det gjelder bruk av langsiktige kontrakter. For å sørge for sikker og troverdig tilgang til naturgass til kraftproduksjon kan mange land ønske å inngå langsiktige kontrakter hvis spotmarkedene ikke kan tilby den samme sikkerheten med hensyn til leveranser.



Figur 11 Konsum og produksjon av naturgass i EU. 1990 - 2035. Millioner SM³ (kilde: IEA, 2010b)

Ved hjelp av et datasett over langsiktige kontrakter i Europa de siste tiårene finner Neumann og Hirschhausen (2004) at antallet langsiktige kontrakter har falt i Europa, spesielt etter implementeringen av det første EU-direktivet. De finner også at kontraktene varighet har blitt kortere. Dette resultatet bekrefter empiriske studier fra USA og Storbritannia. Disse antyder en invers relasjon mellom liberalisering av naturgassektoren og varigheten til kontrakter. I begge land har langsiktige kontrakter mistet store markedsandeler selv om de ikke har forsvunnet.

Ifølge Rogers og Stern (2011) tok overgangen fra et marked basert på langsiktige kontrakter til et marked dominert av spothandel bare noen få år å gjennomføre i Nord-Amerika og i Storbritannia. I USA begynte prosessen i 1984, og overgangen til Henry Hub-priser og spot-

handel ble fullført i 1990. I Storbritannia begynte den tilsvarende prosessen tidlig på 1990-tallet, og et spotmarked ble etablert innen 1996. Det er imidlertid sannsynlig at en tilsvarende prosess av ulike årsaker kan være vanskeligere å gjennomføre på det europeiske kontinentet. For det første har, som nevnt, de fleste land i kontinental-Europa ikke egne naturgassressurser. For det andre var majoriteten av de involverte partene i både Nord-Amerika og i Storbritannia underlagt det samme politiske og juridiske systemet. Europa består derimot av et stort antall importerende land med til dels svært ulike lovverk og politiske forhold, samtidig som også tilbyderne, - spesielt Russland og Algerie, - opererer under fundamentalt forskjellige rammeverk for lover og regler. Det er derfor sannsynlig at en overgang fra langsiktige oljein-dekserte kontrakter til spotmarkeder hvor prisen blir bestemt av tilbud og etterspørsel kan ta lengre tid i kontinental-Europa.

6 Endrede markedsforhold i modellen for gasskontrakter

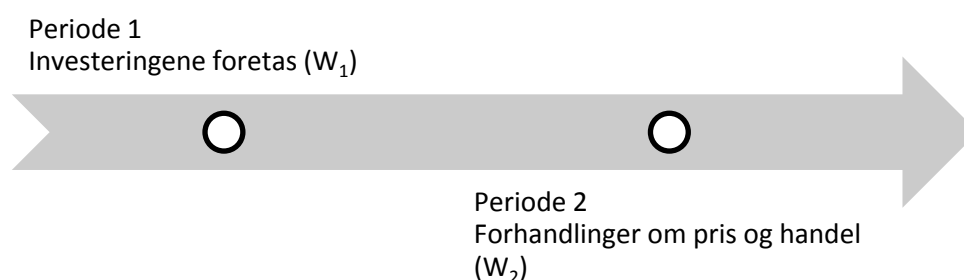
I dette kapitlet viser jeg hvordan modellen fra kapittel 4 vil reagere på endringer i markedsforholdene. Slike endringer kan være som nevnt i forrige kapittel: nye klimahensyn, endringer i kapitalintensitet og endringer i transportteknologi, men det kan også være utviklingsprosesser som jeg ikke har nevnt i denne oppgaven. Hensikten med denne gjennomgangen er å sammenligne resultatene modellen gir avhengig av om endringene var forventede eller ikke. Kort fortalt viser modellen at de langsiktige kontraktene gir en samfunnsøkonomisk effektiv løsning så lenge endringene er forventede. Men også når aktørenes ikke klarer å forutse markedsutviklingen, vil en langsiktig kontrakt føre til et høyere samfunnsøkonomisk overskudd enn den tilsvarende løsningen i et spotmarked.

6.1 Formelt oppsett av analysen

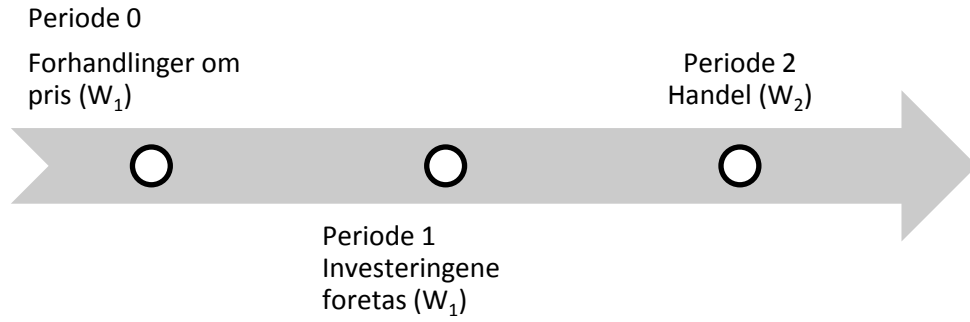
Settet av alle mulige kombinasjoner av de eksogene parameterne fra modellen i kapittel 4 defineres som

$$W = \{p_Z, p_X, k, E, c, c_\alpha, c_\beta\} \quad (27)$$

W_1 er da den kombinasjonen av parametere aktørene forventer at skal bli utfallet når investeringene gjøres, mens W_2 er den faktiske kombinasjonen som blir realisert i periode 2 når handelen gjennomføres. Jeg antar at partene har identiske forventninger og lik informasjon. Figur 12 og Figur 13 viser hendelsesforløpet i henholdsvis et spotmarked og et marked hvor det brukes langsiktige kontrakter.



Figur 12 Hendelsesforløp ved spothandel



Figur 13 Hendelsesforløp ved langsiktige kontrakter

Når produsenten og distributøren handler i et spotmarked, vil investeringene gjøres i periode 1 med *forventninger* om at $W = W_1$ i periode 2. Forhandlingene om pris og gjennomføringen av selve handelen gjøres i periode 2 under de forholdene som *faktisk blir realisert*, $W = W_2$. Produsentens og distributørens investeringer i periode 1, henholdsvis Y^S og K^S , kan dermed skrives slik:

$$Y^S = Y^S(W_1) \quad (28)$$

$$K^S = K^S(W_1) \quad (29)$$

$$p_Y^S(W_1, W_2) = p_Y^S = p_Y^S(Y^S(W_1), K^S(W_1), W_2) \quad (30)$$

hvor Y^S , K^S og p_Y^S tilsvarende løsningene for disse variablene fra kapittel 4.2. Likning (30) er spotprisen som baseres på investeringene som ble gjort i periode 1, men siden prisforhandlingene ikke gjøres før i periode 2, avhenger den også av W_2 .

I et marked hvor det brukes langsiktige kontrakter gjøres prisforhandlingene først, i det som kan kalles periode 0 og partene gjør sine investeringer i henhold til prisen de har blitt enige om i kontrakten i periode 1. Både prisforhandlingene og investeringene blir gjort med forventninger om at W vil vise seg å være lik W_1 i periode 2:

$$Y^L = Y^L(W_1) \quad (31)$$

$$K^L = K^L(W_1) \quad (32)$$

$$p_Y^L(W_1) = p_Y^L = p_Y^L(Y^L(W_1), K^L(W_1)) \quad (33)$$

hvor Y^L , K^L og p_Y^L tilsvarende løsningene for disse variablene fra kapittel 4.3. Selve handelen gjennomføres imidlertid i periode 2, underlagt den kombinasjonen av W som faktisk blir rea-

lisert: W_2 . Siden partene ble enige om prisen (likning (33)) allerede i periode 1, vil ikke denne avhenge av W_2 , slik som tilfellet er ved spotmarkedsløsningen (likning (30)).

Hvis $W = W_1 = W_2$ vil forventningene aktørene hadde til hvordan markedsforholdene, W , ville bli være korrekte. Både ved bruk av langsiktige kontrakter og handel i et spotmarked vil da investeringene som gjøres i periode 1 være riktige i forhold til de parameterne som realiseres i periode 2. Det må imidlertid presiseres at investeringen gjort i et spotmarked fortsatt vil være lavere enn optimalt, men at den er ”riktig” i forhold til hva aktørene velger å gjøre gitt en bestemt kombinasjon av parameterne i W .

Den kombinasjonen av eksogene parametere som faktisk blir realisert kan imidlertid være forskjellig fra W_1 . Det vil si et tilfelle hvor $W_1 \neq W_2$. Siden den fremforhandlede prisen og investeringene ved langsiktige kontrakter er basert på W_1 og uavhengige av W_2 , kan den langsiktige kontrakten vise seg å bli en dårlig løsning for minst én av kontraktspartene. Når aktørene skjønner at $W_1 \neq W_2$ vil det kunne oppstå et press på kontrakten, og én av partene kan komme bedre ut av det hvis den annulleres prisen blir reforhandlet. Dette vil bli som en spotmarkedsløsning, men med investeringer fra den langsiktige kontrakten. Formelt kan denne reforhandlede prisen skrives slik:

$$p_y^S(W_1, W_2) = p_y^S = p_y^S(Y^L(W_1), K^L(W_1), W_2) \quad (34)$$

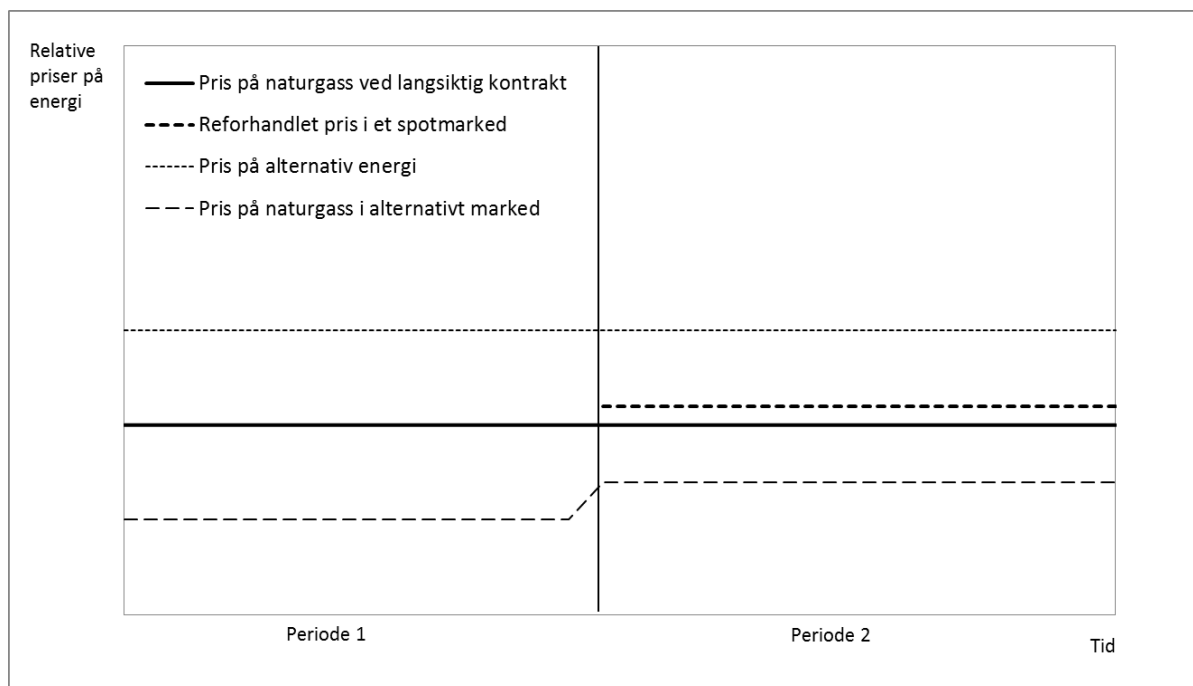
Likning (34) tilsvaret spotprisen i likning (30), men inkluderer investeringene gjort i et langsiktig kontraktsforhold med forventning om at $W = W_1$ i periode 2 (likningene (31) og (32)). En slik annullering av kontrakten må imidlertid komme overraskende på både produsenten og distributøren, slik at de inngikk den langsiktige kontrakten med faktiske intensjoner om å fullføre betingelsene i den. De vil da ha gjort sine investeringer i periode 1 i henhold til kontrakten. Presset på de langsiktige kontraktene kan dermed måles ved differansen mellom den opprinnelige prisen, og denne alternative spotprisen, det vil si $p_y^L(W_1) - p_y^S(W_1, W_2)$.

6.1.1 Indeksering av kontraktsprisen i modellen

Jeg har ikke formalisert en indeksering av kontraktsprisen, p_Y^L , i denne modellen. Når partene har blitt enige om en pris i periode 1 ligger denne fast i periode 2. Variasjoner i p_Z og p_X i periode 2, vil dermed ikke føre til en tilsvarende tilpasning i p_Y^L og forholdet mellom de tre prisene vil derfor endres.

Det er likevel mulig å tolke kontraktsprisen som en pris som er indeksert til for eksempel olje. Så lenge $\Delta p_X = \Delta p_Z$, det vil si at de alternative prisene til produsenten og distributøren beveger seg helt i takt med hverandre, vil også forholdet til p_Y^L ligge fast. Dette er ikke en helt urimelig tolkning hvis en antar at både naturgass solgt i det alternative markedet og den alternative energikilden blir påvirket av de samme forholdene, - for eksempel oljeprisen (Z kan da ikke være olje). Så lenge p_X og p_Z endrer seg på samme måte ved endringer i oljeprisen vil forholdet til kontraktsprisen være konstant. Det vil da ikke være behov for å reforhandle dem.

Endringene i priser som jeg ser på i de neste to delkapitlene kan derfor ses på som sjokk hvor det relative forholdet mellom p_Z og p_X endres i periode 2. Ubalanserte endringer i p_Z eller p_X kan ses på som endringer i gevinsten fra alternativ handel som ikke slår ut i kontraktsprisen. I en virkelig gasskontrakt må derfor endringen i p_X være noe som bare endrer prisen i det alternative markedet, og som ikke påvirker kontraktsprisen mellom produsenten og distributøren like mye. Hvis dette sjokket er forventet, tilpasses indeksen til dette allerede i periode 1. Hvis sjokket ikke er forventet, kan handelspartnerne ende opp med “feil” pris i periode 2. I Figur 14 illustrerer jeg dette. Prisen på naturgass i det alternative markedet blir uventet høyere i periode 2. Reforhandlinger ville da gitt produsenten høyere pris på naturgassen han selger, men siden han allerede har inngått en langsiktig kontrakt, med en bestemt indeksering til oljeprisen ender han opp med den lavere prisen.



Figur 14 En endring i relative priser i periode 2

I de neste to delkapitlene viser jeg hvordan de langsiktige kontraktene fra kapittel 4 vil fungere avhengig av om aktørene har korrekte forventninger til W_2 eller ikke. Når $W_1 = W_2$ sammenligner jeg med hvordan resultatet alternativt ville vært i et spotmarked. I et tilfelle hvor $W_1 \neq W_2$ sammenligner jeg i tillegg med hvordan resultatet vil bli hvis kontrakten annulleres og partene må reforhandle prisen i en spotmarkedssituasjon (likning (34)). I kapittel 6.2 ser jeg på hvilken betydning en endring i prisen på alternativ energi, p_Z , vil ha. I kapittel 6.3 gjør jeg den tilsvarende analysen ved en endring i p_X . Jeg presenterer i disse kapitlene bare figurer som viser hvordan handelsformene fungerer i forhold til hverandre, men tallverdiene er inkludert i Vedlegg A.

6.2 En endring i prisen på alternativ energi

I modellen kan p_Z tolkes som en slags skyggepris som reflekterer prisen på beste alternative energikilde. Når naturgass fremstår som et bedre alternativ for eksempel på grunn av nye klimahensyn, kan dette derfor tolkes som at prisen på den alternative energikilden, p_Z øker relativt til prisen på gass, p_Y .

Når $W_1 = W_2$

I figurene på side 47 sammenlignes spotmarkedsløsningen og løsningen med langsiktige kontrakter for ulike priser, p_Z , på den alternative energikilden. Resten av settet $W(p_Z, p_X, k, E, c, c_\alpha, c_\beta)$ er som definert i tabellen under:

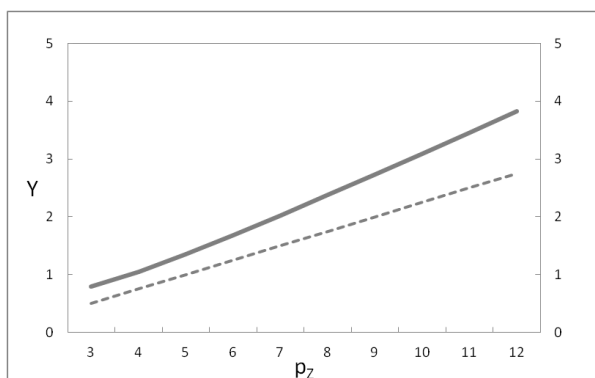
Tabell 2 Numeriske verdier ved korrekte forventninger til W .

Variabel	W_1	W_2
c_α	2	2
c_β	2	2
p_X	1	1
p_Z	3 – 12	3 – 12
E	5	5
k	12	12
c	2	2

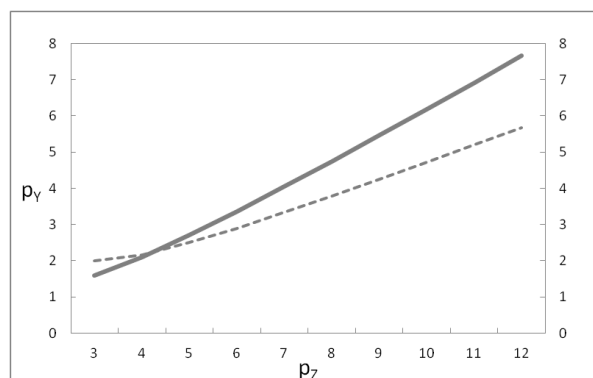
Siden betingelsen $p_Z - c - p_X > 0$ må være oppfylt, kan ikke p_Z være lavere enn 3, for disse verdiene. Oppover er det ingen begrensning for p_Z , men jeg velger å ikke se på verdier høyere enn 12. Figurene nedenfor viser hvordan en langsiktig kontrakt og en spotmarkedsløsning vil fungere for ulike verdier av settet $W(p_Z) = W_1 = W_2$ beskrevet i Tabell 2. Den stiplede linjen viser spotmarkedsløsningen, mens den heltrukne linjen er løsningen ved langsiktige kontrakter.

Figur 15 viser at investeringene vil bli høyere ved langsiktige kontrakter enn ved en spotmarkedsløsning, også for ulike verdier av p_Z . Grunnen til dette er, som forklart i kapittel 4, at aktørene i et spotmarked vet at de ved å investere mer vil få en pris som er mindre fordelaktig for dem selv. Når prisen ikke bestemmes før investeringene gjøres vil en rasjonell og fremoverskuende selger investere mindre for at prisen ikke skal bli for lav, mens en rasjonell og fremoverskuende kjøper vil investere mindre enn optimalt for at prisen ikke skal bli for høy.

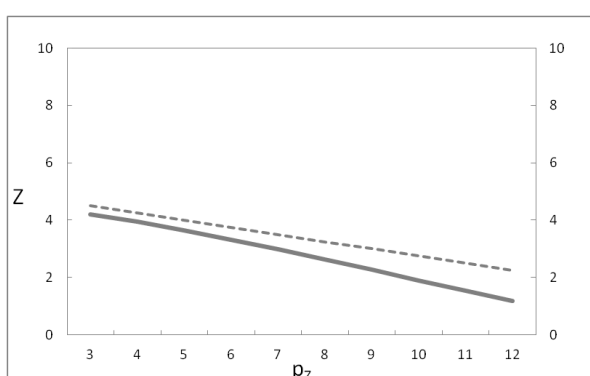
Videre er prisen på naturgass, p_Y , høyere i en langsiktig kontrakt enn ved spothandel i alle mine simuleringer, så lenge betingelsen $p_Z - c - p_X > 0$ er oppfylt. Siden investeringene også er høyere, vil forskjellen på profitten produsenten oppnår ved en langsiktig handelskontrakt sammenlignet med ved spothandel (Figur 18) øke jo høyere prisen på den alternative energikilden er.



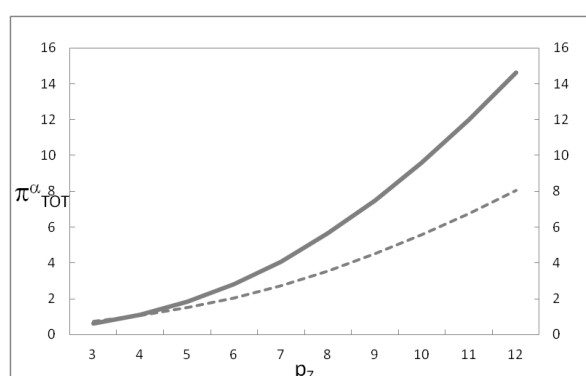
Figur 15 Produsentens investeringer, Y



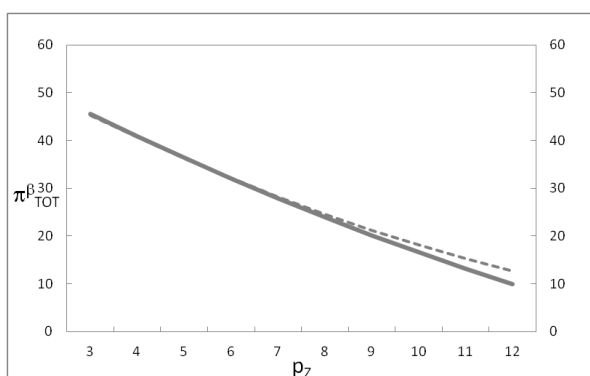
Figur 16 Pris på naturgass, p_Y



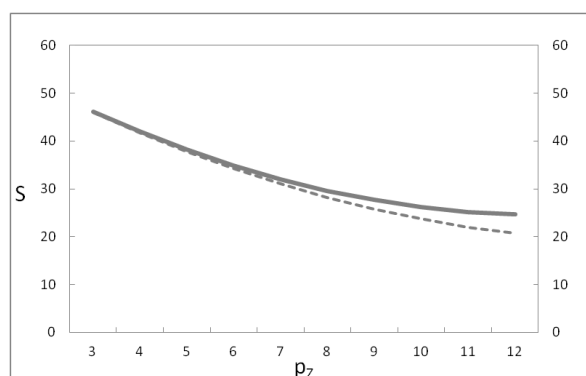
Figur 17 Konsum av alternativ energikilde, Z



Figur 18 Produsentens profitt



Figur 19 Distributørens profitt



Figur 20 Totalt felles overskudd, S

Figur 15- Figur 20: Verdien av ulike variabler ved variasjoner i p_Z . Heltrukken linje viser løsningen ved langsiktige kontrakter. Den stiplede linjen viser løsningen i et spotmarked.

Distributøren vil imidlertid foretrekke handel på spot for høye priser på Z siden prisen han må betale for naturgassen da vil være lavere ved spotmarkedshandel. Samlet sett er likevel det totale felles overskuddet høyere ved langsiktige kontrakter (Figur 20).

Når $W_1 \neq W_2$

Hvis forventningene til periode 2 som aktørene har i periode 1 ikke viser seg å være korrekte, blir resultatet annerledes. Jeg lar nå p_Z variere i periode 2. W_1 og W_2 er ellers som definert i tabellen under.

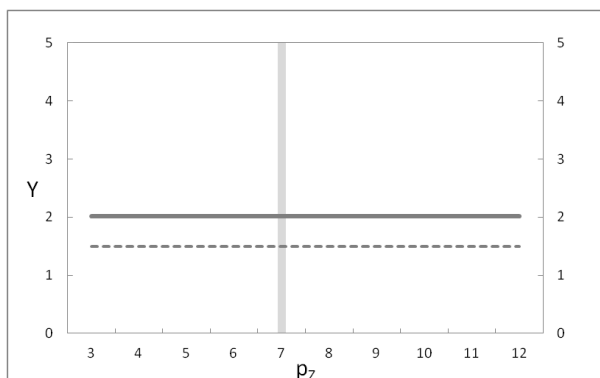
Tabell 3 Numeriske verdier ved feilaktige forventninger til W .

Variabel	W_1	W_2
c_α	2	2
c_β	2	2
p_x	1	1
p_Z	7	3 – 12
E	5	5
k	12	12
c	2	2

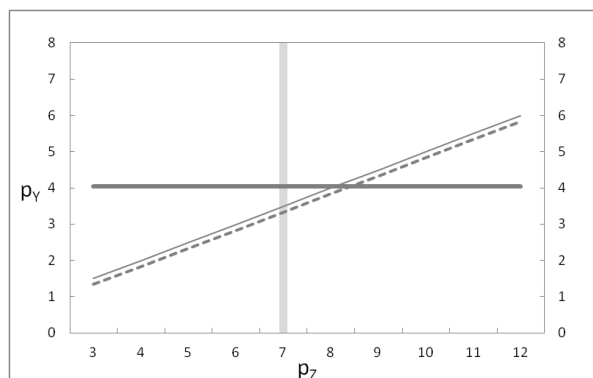
I dette tilfellet vil alle parameterne i W_1 være konstanter. Dette fører til at også investeringene og den fremforhandlede prisen ved langsiktige kontrakter er konstante, selv om p_Z i periode 2 viser seg å være annerledes enn forventet. I figurene under representerer den heltrukne, tykke linjen løsningene for de ulike variablene når en langsiktig kontrakt beholdes i periode 2, til tross for at forventningene til W var feilaktige. Den smale heltrukne linjen viser de samme variablene hvis den langsiktige kontrakten annulleres og prisen på gassen reforhandles (se likning (34)). Som i forrige avsnitt viser den stiplede linjen løsningen hvis handelen ble organisert som et spotmarked allerede i periode 1. I figurene har jeg også angitt punktet hvor $W_1 = W_2$ (dvs. $p_Z = 7$) med en vertikal linje.

I Figur 24 og Figur 25 kan dette punktet kommenteres litt nærmere. Figur 24 viser at produsentens profitt vil være høyere i en langsiktig kontrakt enn ved spothandel hvis $W_1 = W_2$. Hoppet mellom den heltrukne tykke linjen og den stiplede linjen illustrerer det eventuelle tapet for produsenten ved spotmarkedshandel. Dette tapet følger av at produsenten ikke har den samme forhandlingsposisjonen ved ulike organiseringer av markedet. Siden produsenten har en dårligere forhandlingsposisjon *ex post*, vil han også komme dårligere ut hvis den langsiktige kontrakten reforhandles (smal heltrukken linje). Siden distributøren i denne modellen gjør mindre investeringer enn produsenten, vil han ha sterkere forhandlingsmakt i et spotmarked.

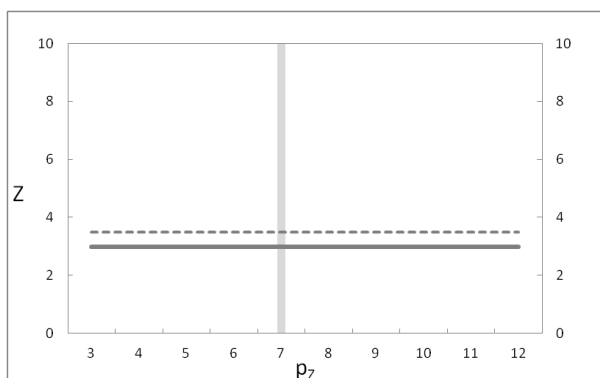
Figur 25 viser at han derfor kunne oppnådd høyere profitt i et spotmarked eller ved å reforhandle kontraktsprisen enn hvis den langsiktige kontrakten beholdes. Figurene viser altså at distributøren ville ha foretrukket å reforhandle kontrakten selv om det viser seg at $W_1 = W_2$.



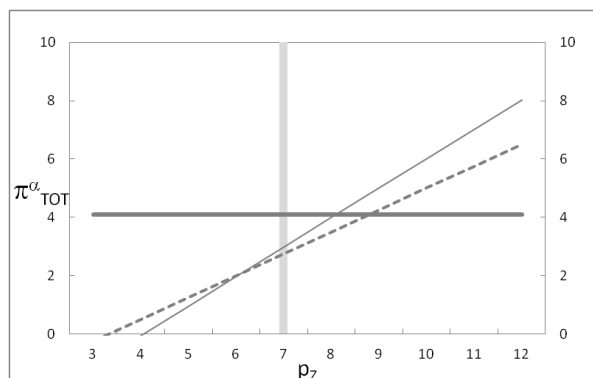
Figur 21 Produsentens investeringer, Y



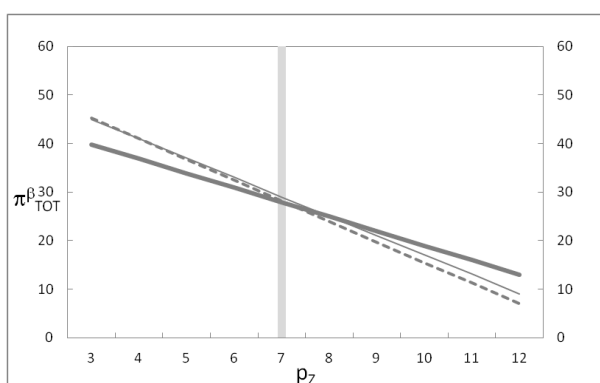
Figur 22 Pris på naturgass, p_Y



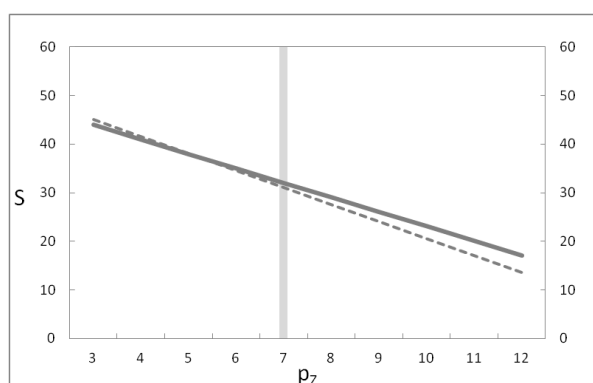
Figur 23 Konsum av alternativ energikilde, Z



Figur 24 Produsentens profitt



Figur 25 Distributørens profitt



Figur 26 Totalt felles overskudd, S

Figur 21 - Figur 26: Verdien av ulike variabler ved ulike verdier av p_z . Heltrukken, tykk linje viser løsningen ved langsiktige kontrakter, den heltrukne smale linjen viser løsningen i et spotmarked hvis den langsiktige kontrakten annulleres i periode 2. Stiplet linje viser løsning i et spotmarked. Den vertikale linjen angir punktet hvor $W_1 = W_2$.

Hvis prisen på den alternative energikilden, p_Z , viser seg å bli høyere enn forventet og ender opp på høyre side av den vertikale linjen i Figur 22, er det likevel naturlig nok distributøren som har mest å tjene på at han allerede har inngått en langsiktig kontrakt. Annulleres kontrakten vil nemlig produsenten ha økt forhandlingsmakt og en reforhandlet pris vil bli høyere enn hvis den langsiktige kontrakten opprettholdes. Produsentens overskudd vil dermed bli høyere, mens distributøren får lavere profitt. Det totale felles overskuddet er imidlertid likt i begge tilfeller, siden produsenten bare forhandler til seg deler av distributørens profitt gjennom den høyere prisen. En slik reforhandling av prisen ville likevel gi en bedre løsning for begge parter enn om handelen i utgangspunktet ble gjort i et spotmarked: Både i Figur 24 og Figur 25 ligger den heltrukne, smale linjen over den stiplede. Dermed er også det totale felles overskuddet lavere hvis handelen ble organisert som i et spotmarked allerede i periode 1 (se Figur 26).

p_Z kan også vise seg å bli lavere enn forventet hvis beste alternative energikilde for eksempel blir billigere å produsere eller mer aktuell å bruke av andre grunner. Dette kan skje hvis en utvikler ny teknologi for vindkraft eller andre fornybare energikilder. Figurpanelet over viser da at resultatet blir motsatt av tilfellet hvor p_Z var høyere enn forventet. I et slikt tilfelle er det produsenten som vil foretrekke å beholde kontrakten, mens distributøren har mest å tjene på at den blir annullert.

6.3 En endring i prisen på naturgass i det alternative markedet

I naturgassindustrien har det blant annet funnet sted en teknologisk utvikling i transport av naturgass. Dette gjelder som nevnt tidligere spesielt for LNG-produksjon, og denne kostnadsreduksjonen i LNG-kjeden har gjort det mer aktuelt for produsenter å selge til markeder lenger unna. LNG kan dermed etter hvert bli et svært viktig alternativ til transport av gass i rørledninger. I modellen kan en slik endring i transportutgifter analyseres ved å se på variasjoner i p_X . Dette er nettoprisen (fratrasket blant annet ekstra transportkostnader) selgeren mottar per enhet naturgass hvis han selger til et annet marked – eksempelvis det amerikanske. Hvis transporten blir billigere, vil dermed p_X bli høyere.

Når $W_1 = W_2$

Nok en gang antar jeg først at $W_1 = W_2$, slik at forventningene aktørene har i periode 1 stemmer overens med parameterverdien som realiseres i periode 2 når handelen gjennomføres. Det er nå p_X som varierer, mens de andre parameterne i $W(p_Z, p_X, k, E, c, c_\alpha, c_\beta)$ er som før. I tabellen under er dette oppsummert.

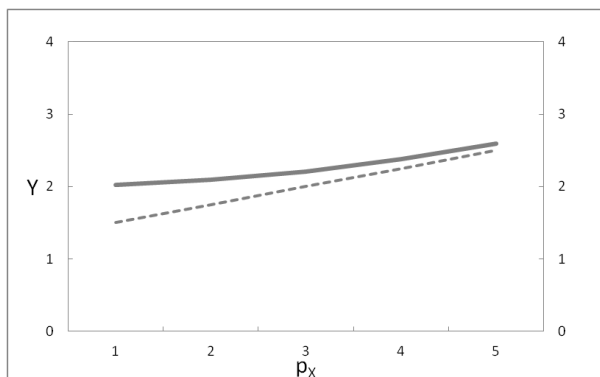
Tabell 4 Numeriske verdier ved korrekte forventninger til W .

Variabel	W_1	W_2
c_α	2	2
c_β	2	2
p_X	1-5	1-5
p_Z	7	7
E	5	5
k	12	12
c	2	2

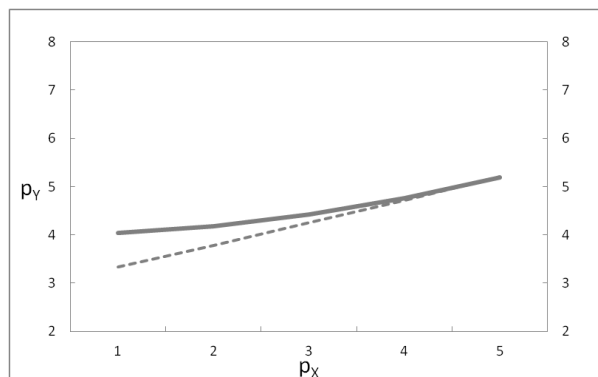
Siden betingelsen $p_Z - c - p_X > 0$, må $p_X < 5$ gitt verdiene på parameterne i tabellen ovenfor hvis handelen alltid skal være lønnsom, og jeg lar p_X derfor variere mellom 1 og 5 i simuleringene. Hvis p_X bare er *litt* høyere enn 5 kan det likevel fortsatt være lønnsomt med handel, fordi distributøren kan få ned sine kostnader ved å investere i K sammenlignet med å dekke hele energibehovet ved å kjøpe Z . Hvis $p_X > 7$ blir det ingen handel mellom distributøren og produsenten. Produsenten vil da selge hele produksjonen sin til det alternative markedet til prisen p_X , og distributøren dekker hele sitt energibehov E ved hjelp av Z .

Figurene på side 52 viser at langsiktige kontrakter vil gi en bedre samfunnsøkonomisk løsning også når p_X varierer, så lenge det er mulig for aktørene å bli enige om en transaksjon. Investeringene vil bli høyere og det samme gjelder den fremforhandlede pris på naturgassen (se Figur 27 og Figur 28). Dette fører til at profitten til produsenten også blir høyere (Figur 30). Imidlertid vil prisen på naturgass ved langsiktige kontrakter nærme seg prisen i et spotmarked hvis p_X er nær 5. Grunnen til dette er at økt p_X gir produsenten økt forhandlingsmakt, siden han alternativt kan selge naturgassen sin til en høy pris. Prisintervallet for hvor det er mulig for produsenten og distributøren å bli enige blir smalere jo høyere p_X er, og dermed blir også prisforskjellen mellom langsiktige kontrakter og spotmarked mindre.

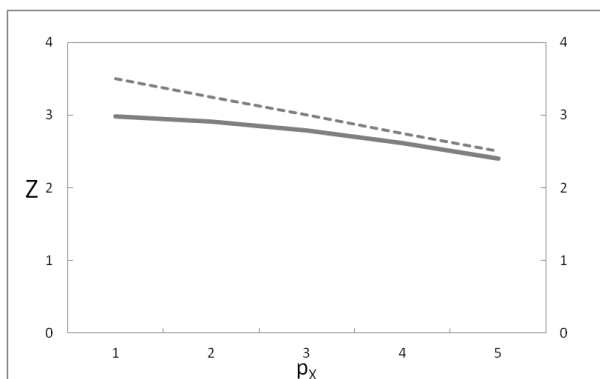
For distributøren er det for verdiene i Tabell 4 ikke stor forskjell på hvordan profitten hans blir ved langsiktige kontrakter og i et spotmarked. Prisen på naturgass i det alternative markedet har størst betydning for produsenten. Det totale felles overskuddet, S , er dermed høyere ved langsiktige kontrakter, så lenge det er mulig for partene å bli enige om en pris.



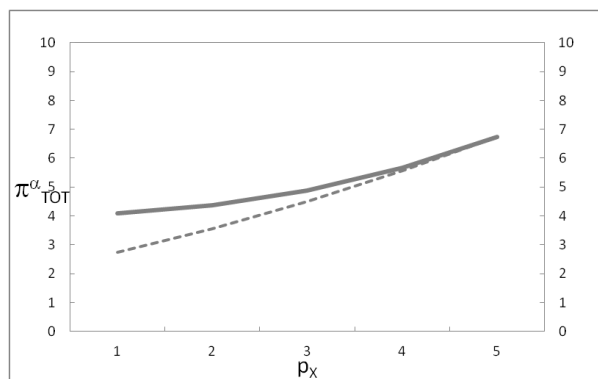
Figur 27 Produsentens investeringer, Y



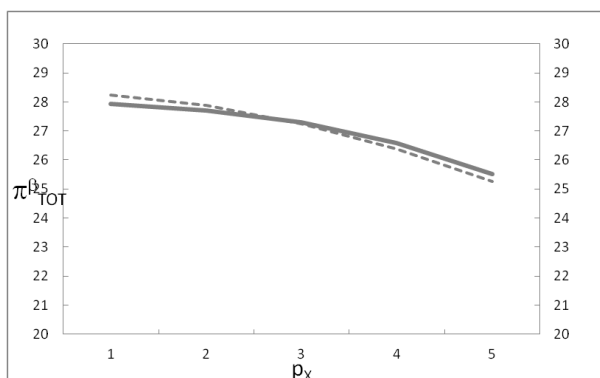
Figur 28 Pris på naturgass, p_Y



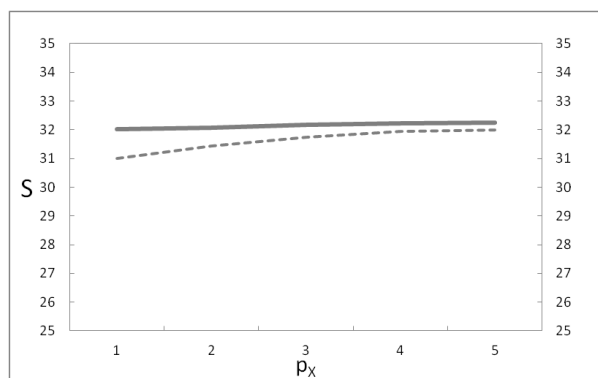
Figur 29 Konsum av alternativ energikilde, Z



Figur 30 Produsentens profit



Figur 31 Distributørens profit



Figur 32 Totalt felles overskudd, S

Figur 27 - Figur 32: Verdien av ulike variabler ved variasjoner i p_Z . Heltrukken linje viser løsningen ved langsiktige kontrakter. Den stiplede linjen viser løsningen i et spotmarked.

Når $W_1 \neq W_2$

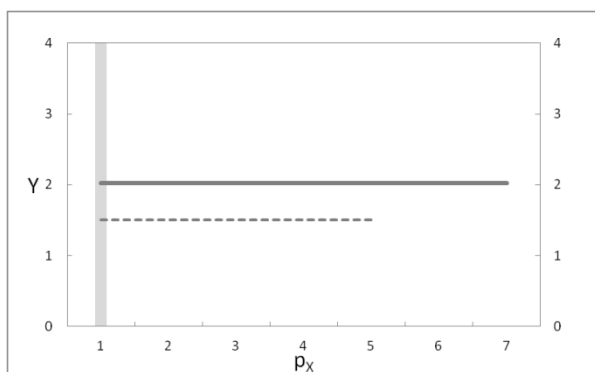
Hvis det viser seg at forventningene til periode 2 som aktørene har i periode 1 ikke er korrekte, blir resultatet igjen annerledes. p_X varierer i periode 2, mens W_1 og W_2 ellers er som definert i tabellen under.

Tabell 5 Numeriske verdier ved feilaktige forventninger til W .

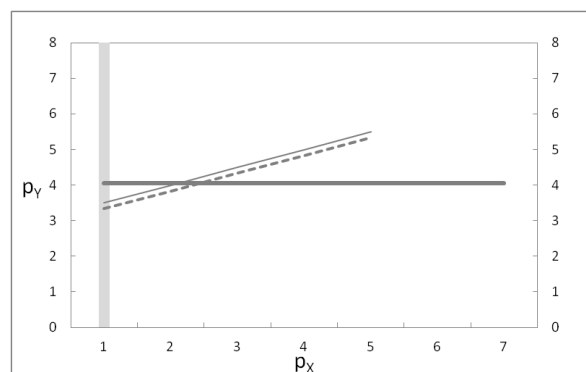
Variabel	W_1	W_2
c_α	2	2
c_β	2	2
p_X	1	1-5
p_Z	7	7
E	5	5
k	12	12
c	2	2

Figurene på side 54 viser hvordan aktørenes oppfatning av den langsiktige kontrakten påvirkes når prisen på naturgass i det alternative markedet, p_X , blir annerledes enn det en forventet ved kontraktsinngåelse. Den tykke, heltrukne linjen representerer nok en gang hvordan de ulike variablene vil tilpasse seg hvis aktørene ble enige om en langsiktig kontrakt gitt W_1 , mens det i stedet er $W_2 \neq W_1$ som realiseres. Den stiplede linjen viser hvordan en tilsvarende løsning ville blitt i et spotmarked, mens den smale heltrukne linjen viser verdien av variablene hvis den langsiktige kontrakten annulleres og partene reforhandler. Utgangspunktet for den langsiktige kontrakten er som vist i Tabell 5: $p_X = 1$, dette er også angitt med en vertikal linje i figurene.

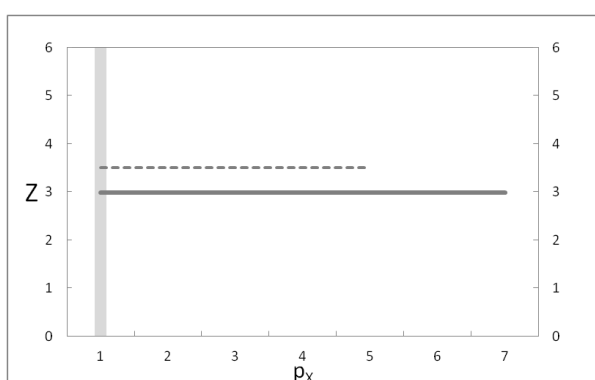
Figur 34 viser at den prisen som vil forhandles frem i periode 2 – hvis kontrakten annulleres – blir høyere enn p_Y^L når p_X blir høyere enn forventet. For høye verdier av p_X vil derfor produsenten kunne tjene på at kontrakten annulleres og prisen reforhandles. Distributøren vil tape tilsvarende.



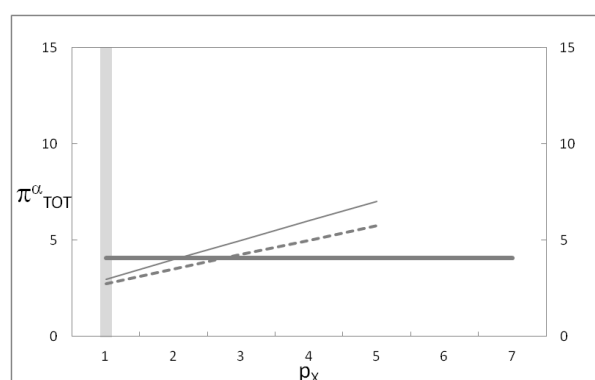
Figur 33 Produsentens investeringer, Y



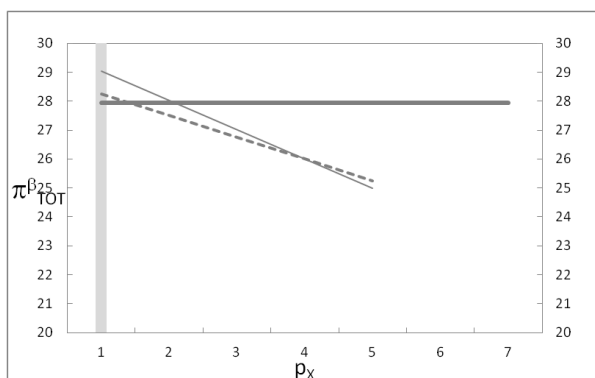
Figur 34 Pris på naturgass, p_Y



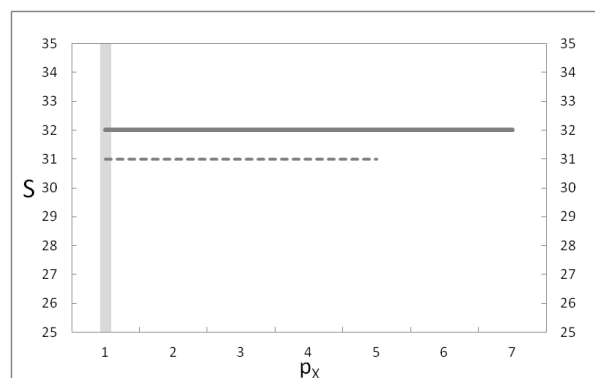
Figur 35 Konsum av alternativ energikilde, Z



Figur 36 Produsentens profitt



Figur 37 Distributørens profitt



Figur 38 Totalt felles overskudd, S

Figur 33-Figur 38: Verdien av ulike variabler ved ulike verdier av p_X . Heltrukken, tykk linje viser løsningen ved langsiktige kontrakter, den heltrukne smale linjen viser løsningen i et spotmarked hvis den langsiktige kontrakten annulleres i periode 2. Stiplet linje viser løsning i et spotmarked. Den vertikale linjen angir punktet hvor $W_1 = W_2$.

Fra figurene er det også mulig å se at en reforhandling av prisene ved en annullering av den langsiktige kontrakten vil gi en bedre løsning enn at handelen i utgangspunktet ble gjort i et spotmarked. Figur 36 og Figur 37 viser at den smale linjen ligger over den stiplete linjen for både produsenten og distributøren. I tillegg er det totale felles overskuddet, S , det samme både

hvis den opprinnelige langsiktige kontrakten beholdes og hvis den reforhandles. En reforhandling av kontraktsprisen innebærer bare en omfordeling av det opprinnelige overskuddet. Det totale overskuddet er derfor høyere ved langsiktige kontrakter, selv om de reforhandles, enn ved en spotmarkedsløsning (se Figur 38).

6.4 Oppsummering

Når et spotmarked og et marked som organiseres med langsiktige kontrakter mellom kjøper og selger sammenlignes i denne modellen er resultatet at de langsiktige kontraktene genererer et høyere samfunnsøkonomisk overskudd. Dette resultatet avhenger imidlertid av to ting. For det første er forskjellen mellom det totale felles overskuddet i et spotmarked og ved handel basert på langsiktige kontrakter større jo større forskjell det er på prisene aktørene alternativt kan forholde seg til. Dette er mulig å se både fra Figur 20 på side 47 og Figur 32 på side 52. Når p_X er lav og p_Z er høy, er differansen $S^L - S^S$ større. De langsiktige kontraktene ser altså ut til å gi høyere felles nytte eller overskudd så lenge det er et visst intervall mellom reservasjonsprisene til produsenten og distributøren. Jo større differansen mellom p_Z og p_X er, jo større er handelen og jo større blir også investeringene og tapet ved eventuelle underinvesteringene hvis det ikke foreligger en kontrakt. Det følger da at også betydningen av de langsiktige kontraktene vil være større når det er et større intervall mellom p_Z og p_X .

For det andre avhenger de relative fordelene med de langsiktige kontraktene av hvorvidt partene har forutsett utviklingen i markedet. Hvis de har hatt perfekte forventninger, vil langsiktige kontrakter gi en samfunnsøkonomisk effektiv løsning. Da er prisen partene ble enige om i periode 1 riktig i forhold til markedsutviklingen og i forhold til investeringene partene har gjort. Overført til den virkelige verden tilsvarer dette at indekseringen av prisen gir et riktig forhold mellom prisen på naturgass og konkurrerende markeder og råvarer.

Hvis produsenten og distributøren imidlertid ble overrasket av utviklingen i periode 2, slik at $W_1 \neq W_2$, kan én av partene ende opp med å ikke få den fulle avkastningen av investeringen de har gjort. De vil da kunne angre på at de skrev under på den langsiktige kontrakten og kreve reforhandlinger av kontraktsprisen. For de fleste verdier av p_X og p_Z viser det seg likevel at en reforhandling av den langsiktige kontrakten vil gi en bedre samfunnsøkonomisk løsning enn hvis handelen i utgangspunktet ble gjort i et spotmarked. Unntaket er når p_Z er svært lav og intervallet for hvor aktørene kan bli enige om en pris er lite. Grunnen til at langsiktige kon-

trakter gir høyere nytte også når den reforhandles er som før at investeringene er høyere enn de ville vært i et spotmarked. Også i en virkelig kontrakt kan reforhandlinger være en god løsning, hvis dette tas hensyn til i kontrakten på en god måte og begge parter er enige om dette. Som nevnt i kapittel 5 finnes det vanligvis begrensninger på hvor ofte prisen eller prisindeksen kan revideres i naturgasskontrakter. Ett problem ved at det innenfor det gjeldende handelsforholdet er mulig å forhandle om prisen på nytt kan likevel dukke opp hvis det er mulig for en av partene å ensidig tvinge frem en slik reforhandling. Dette kan bli gjennomskuet av den andre parten allerede i periode 1 og vil føre til at han investerer mindre enn optimalt. Holdup-problemet vil da ikke løses, selv om partene inngikk en kontrakt om handel før investeringene ble gjort.

Det er likevel klart at begge aktørene kan angre på at de skrev under på den langsiktige kontrakten også hvis alt går som forventet. Ved ulike markedsforhold kan det dermed i denne modellen vise seg at en av aktørene taper på å handle over en langsiktig kontrakt sammenlignet med profitten han ville oppnådd i et spotmarked selv om $W_1 = W_2$. Modellen gir dermed ikke et helt entydig resultat når det gjelder handel i et naturgassmarked, men denne egenskapen er det nok også mulig å gjøre noe med ved å reformulere deler av oppsettet.

7 Konklusjon

Selv om modellen jeg utleder i denne oppgaven er svært enkel og ikke fanger opp viktige momenter ved et faktisk naturgassmarked, kan noen av resultatene fra den likevel overføres til den virkelige verden. For det første viser modellen at langsiktige kontrakter kan gi et høyere samfunnsøkonomisk overskudd enn et spotmarked når aktørene må gjøre irreversible investeringer i forkant av en transaksjon. Dette følger av at partene vil investere mindre enn optimalt ved kortsiktig, markedsbasert handel i et spotmarked. Produsenten vet at han ved å investere mer også gjør seg selv mer avhengig av selge og derfor vil bli nødt til å ta en lavere pris for gassen. Likeledes vil distributøren ta hensyn til at han må betale en høyere pris hvis han investerer mye i distribusjonskapasitet, selv om ekstra kapasitet gjør at han kan utnytte hver enhet gass på en bedre måte. Ved å inngå en langsiktig kontrakt vil produsenten og distributøren få en forsikring om at de mottar hele avkastningen av investeringene sine. Dette vil føre til at investeringene som blir gjort i forkant av handelen blir optimale.

For det andre viser naturgassmodellen at en endring i markedsforhold ikke nødvendigvis gjør langsiktige kontrakter mindre hensiktsmessige. Så lenge utviklingen er forventet av aktørene, er det mulig å ta hensyn til disse i kontraktene. Langsiktige kontrakter vil da fortsatt lede til optimale investeringer og et høyere felles overskudd enn handel i et spotmarked.

Også hvis aktørene ikke skulle ha korrekte forventninger i periode 1 når de gjør sine investeringer, vil langsiktige kontrakter i denne modellen gi et høyere samfunnsøkonomisk overskudd enn om handelen i utgangspunktet ble organisert i et spotmarked. Én av partene kan i så fall tape på dette og vil angre på at han skrev under på en langsiktig kontrakt i periode 1. Hvis kontrakten i et slikt tilfelle annulleres slik at partene må bli enige om prisen på nytt, vil de imidlertid ende opp med en løsning som er bedre for begge parter enn om de hadde handlet i et spotmarked i utgangspunktet. Dette følger av at investeringene de gjorde etter å ha inngått en langsiktig kontrakt i periode 1, var høyere enn de ville vært om handelen var organisert i et spotmarked.

Det knytter seg store verdier til handel med naturgass og andre naturressurser. På hvilken måte handelen gjennomføres er derfor et viktig og aktuelt problem. I en tid hvor det skjer store endringer i det europeiske naturgassmarkedet kan naturgassmodellen fra denne oppgaven være et utgangspunkt for diskusjoner rundt hvordan det bør organiseres.

Litteraturliste

- Austvik, O.G. (2003). *Norwegian Natural Gas: Liberalization of the European Gas Market*. Oslo: Europaprogrammet.
- Austvik, O.G. (2009). *The Norwegian State as Oil and Gas Entrepreneur: The Impact of the EEA Agreement and EU Gas Market Liberalization*. Saarbrücken: VDM Verlag Dr. Müller.
- Bjerkholt, O., Olsen, Ø. og Vislie, J. (1990). *Olje- og gassøkonomi*. Oslo: Universitetsforlaget
- BP, British Petroleum (2010). *BP Statistical Review of World Energy 2010*. London: BP.
- Coase, R. H. (1937). The Nature of the Firm. *Economica*, 4(16), 386-405.
- ECS, Energy Charter Secretariat (2007). *Putting a Price on Energy: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas*. Brussel: ECS.
- EU, Den europeiske union (2001). *XXXth Report on Competition Policy 2000*. Brussel: EU. Tilgjengelig på <http://tinyurl.com/EUComp2000> [27.04.2011]
- EU, Den europeiske union (2003). Common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC. *Council Directive 2003/55/EC*, 26.06.2003. Brussel: EU. Tilgjengelig på <http://tinyurl.com/EUdir03> [27.04.2011]
- EU, Den europeiske union (2010). Energy 2020: A strategy for competitive, sustainable and secure energy. *Communication from the Commission to the European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and the committee of the regions (COM(2010) 639 final)*. Brussel: Europakommisjonen. Tilgjengelig på <http://tinyurl.com/energy2020> [27.04.2011]
- Gassco (2011). Prosessering. Tilgjengelig på <http://tinyurl.com/prosessering> [16.04.2011]
- Golombek, R. og Hoel, M. (1987). The Relationship Between the Price of natural Gas and Crude oil: Some Aspects of Efficient Contracts. I R. Golombek, M. Hoel, og J. Vislie (Ed.), *Natural Gas Markets and Contracts*, 221-238. Amsterdam: Elsevier Science Publishers B. V.
- Hart, O. og Moore, J. (1988). Incomplete Contracts and renegotiation. *Econometrica*, 56(4), 755-785.
- Hirschhausen, C. von og Neuhooff, K. (2005). Long-term vs. Short-term Contracts: A European Perspective on Natural Gas. *Cambridge Working Papers in Economics* (CWPE 0539 og EPRG 05). Tilgjengelig på <http://tinyurl.com/NeuhoffHirschhausen05> [11.02.2011]

- Hirschhausen, C. von og Neumann, A. (2004). Less Long-Term Gas to Europe? – A Quantitative Analysis of European Long-Term Gas Supply Contracts. *Globalization of Natural Gas Markets Working Papers (WP-GG-07)*. Tilgjengelig på <http://tinyurl.com/HirschhausenNeumann04> [16.03.2011]
- Hirschhausen, C. von og Neumann, A. (2005). Long-Term Contracts for Natural Gas Supply - An Empirical Analysis. *Globalization of Natural Gas Markets Working Papers (WP-GG-13a)*. Tilgjengelig på <http://tinyurl.com/HirschhausenNeumann05> [16.03.2011]
- Hirschhausen, C. von og Neumann, A. (2008). Long-Term Contracts and Asset Specificity Revisited: An Empirical Analysis of Producer-Importer Relations in the Natural Gas Industry. *Review of Industrial Organization*, 32(2), 131-143. DOI: 10.1007/s11151-008-9165-0
- Holden, S. (1999). Renegotiation and the Efficiency of Investments. *RAND Journal of Economics*, 30(1), 106-119.
- Honoré, A. (2010). *European Natural Gas Demand, Supply and Pricing*. Oxford: Oxford University Press.
- Hubbard, R. G. og Weiner, R. J. (1987). Natural Gas Contracting in Practice: Evidence from the United States. I R. Golombek, M. Hoel, og J. Vislie (Ed.), *Natural Gas Markets and Contracts*, 279-311. Amsterdam: Elsevier Science Publishers B. V.
- IEA, International Energy Agency (1994). *Natural Gas Transportation: organization and regulation*. Paris: OECD.
- IEA, International Energy Agency (2009). *World Energy Outlook 2009*. Paris: OECD Publishing.
- IEA, International Energy Agency (2010a). *Natural Gas Information 2010*. Paris: IEA Statistics
- IEA, International Energy Agency (2010b). *World Energy Outlook 2010*. Paris: OECD Publishing.
- Joskow, P. L. (1987). Contract Duration and Relationship-Specific Investments: Empirical Evidence from Coal Markets. *The American Economic Review*, 77(1), 168-185.
- Joskow, P. L. (1990). The performance of long-term contracts: further evidence from coal markets. *RAND Journal of Economics*, 21(2), 252-274.
- MacLeod, W. B., og Malcomson, J. M. (1993). Investments, Holdup, and The Form of Market Contracts. *The American Economic Review*, 83(4), 811-837.
- Melling, A. J. (2010). *Natural Gas Pricing and Its Future: Europe as the Battleground*. Washington DC: Carnegie Endowment for International Peace.

- Mulherin, J. H. (1986). Complexity in Long-Term Contracts: An Analysis of Natural Gas Contractual Provisions. *Journal of Law, Economics and Organization*, 2(1), 105-117.
- Rogers, H. og Stern J. (2011). The Transition to Hub-based Gas-pricing in Continental Europe. *Publikasjon fra Oxford Institute for Energy Studies*, (NG 49). Tilgjengelig på <http://www.oxfordenergy.org/pdfs/NG49.pdf> [15.04.2011]
- Sagen, E. L. (2001). Mot et liberalisert europeisk gassmarked. *Økonomiske Analyser*, 6/2001. Oslo: Statistisk sentralbyrå
- Seierstad, A., Strøm, A. og Sydsæter, K. (2002). *Matematisk analyse. Bind 2*, 7. utgave. Oslo: Gyldendal Akademisk
- Statoil (2011). Snøhvit. Tilgjengelig på <http://tinyurl.com/snohvit> [04.01.2011]
- Stern, J. (2009). Continental European Long-Term Gas Contracts: is a transition away from oil product-linked pricing inevitable and imminent? *Publikasjon fra Oxford Institute for Energy Studies*, (NG 34). Tilgjengelig på <http://oxfordenergy.org/pdfs/NG34.pdf> [25.01.2011]
- Stevens, P. (2010). *The 'Shale Gas Revolution': Hype and Reality*. Chatham House, The Royal Institute of International Affairs. London: Chatham House.
- Vislie, J. (1986). Joint Production and Market Structure: The Case of Oil and Natural Gas. *Journal of Economics*, 46 (2), 163-173.
- Vislie, J. (1987). Long-Term Bilateral Contracts for Natural Gas. I R. Golombek, M. Hoel, og J. Vislie (Ed.), *Natural Gas Markets and Contracts*, 267-278. Amsterdam: Elsevier Science Publishers B. V.
- Watson, J. (2008). *Strategy - An Introduction to Game Theory* (2. utg.). New York: W.W. Norton & Company.
- Westgaard, S., Estenstad, M., Seim, M., og Frydenberg, S. (2011). Co-integration of ICE Gas oil and Crude oil futures. *Energy Economics*, 33(2), 311-320.
- Williamson, O. E. (1979). Transaction-Cost Economics: the Governance of Contractual Relations. *The Journal of Law and Economics*, 233-261.
- Williamson, O. E. (1983). Credible Commitments: Using Hostages to Support Exchange. *The American Economic Review*, 73(4), 519-540.

Vedlegg A

De følgende tabellene viser tallverdiene fra figurene på side 47, 49, 52 og 54.

Tabell 4 En endring i p_X når $W_1 = W_2$.

Variabel	Verdi				
p_X	1	2	3	4	5
c_α	2	2	2	2	2
c_β	2	2	2	2	2
p_Z	7	7	7	7	7
E	5	5	5	5	5
k	12	12	12	12	12
c	2	2	2	2	2
p_Y^S	3.33	3.79	4.25	4.72	5.20
p_Y^L	4.04	4.18	4.42	4.76	5.19
Z^S	3.50	3.25	3.00	2.75	2.50
Z^L	2.98	2.91	2.79	2.62	2.40
K^S	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
K^L	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Y^S	1.50	1.75	2.00	2.25	2.50
Y^L	2.02	2.09	2.21	2.38	2.60
$\pi_{\alpha,TOT}^S$	2.75	3.56	4.50	5.56	6.75
$\pi_{\alpha,TOT}^L$	4.09	4.37	4.88	5.66	6.74
$\pi_{\beta,TOT}^S$	28.25	27.88	27.25	26.38	25.25
$\pi_{\beta,TOT}^L$	27.93	27.71	27.28	26.58	25.50
S^S	31.00	31.44	31.75	31.94	32.00
S^L	32.02	32.08	32.17	32.24	32.24

Tabell 5 En endring i p_X når $W_1 \neq W_2$.

Variabel	Verdi				
p_X	1	2	3	4	5
c_α	2	2	2	2	2
c_β	2	2	2	2	2
p_Z	7	7	7	7	7
E	5	5	5	5	5
k	12	12	12	12	12
c	2	2	2	2	2
$p_Y^S(Y^S(W_1), K^S(W_1), W_2)$	3.3333	3.8333	4.3333	4.8333	5.3333
$p_Y^L(Y^L(W_1), K^L(W_1))$	4.0445	4.0445	4.0445	4.0445	4.0445
$p_Y^S(Y^L(W_1), K^L(W_1), W_2)$	3.4945	3.9945	4.4945	4.9945	5.4945
$Z^S(W_1)$	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
$Z^L(W_1)$	2.9778	2.9778	2.9778	2.9778	2.9778
$K^S(W_1)$	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
$K^L(W_1)$	1	1	1	1	1
$Y^S(W_1)$	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
$Y^L(W_1)$	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02
$\pi_{\alpha, TOT}^S(Y^S(W_1), K^S(W_1), W_2)$	2.75	3.5	4.25	5	5.75
$\pi_{\alpha, TOT}^L(Y^L(W_1), K^L(W_1))$	4.0895	4.0895	4.0895	4.0895	4.0895
$\pi_{\alpha, TOT}^S(Y^L(W_1), K^L(W_1), W_2)$	2.9773	3.9884	4.9995	6.0106	7.0217
$\pi_{\beta, TOT}^S(Y^S(W_1), K^S(W_1), W_2)$	28.25	27.5	26.75	26	25.25
$\pi_{\beta, TOT}^L(Y^L(W_1), K^L(W_1))$	27.93	27.93	27.93	27.93	27.93
$\pi_{\beta, TOT}^S(Y^L(W_1), K^L(W_1), W_2)$	29.0444	28.0333	27.0222	26.0111	25
$S^S(Y^S(W_1), K^S(W_1), W_2)$	31	31	31	31	31
$S^L(Y^L(W_1), K^L(W_1))$	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02

$$S^S(Y^L(W_1), K^L(W_1), W_2) \quad \left| \quad 32.02 \quad 32.02 \quad 32.02 \quad 32.02 \quad 32.02 \right.$$

Tabell 6 En endring i p_Z når $W_1 = W_2$.

Variabel	Verdi									
p_Z	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
c_α	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
c_β	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
p_x	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
E	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
k	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
c	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
p_Y^S	2.00	2.17	2.50	2.90	3.33	3.79	4.25	4.72	5.20	5.68
p_Y^L	1.59	2.10	2.70	3.36	4.04	4.75	5.47	6.19	6.92	7.65
Z^S	4.50	4.25	4.00	3.75	3.50	3.25	3.00	2.75	2.50	2.25
Z^L	4.20	3.95	3.65	3.32	2.98	2.63	2.27	1.90	1.54	1.17
K^S	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
K^L	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Y^S	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25	2.50	2.75
Y^L	0.80	1.05	1.35	1.68	2.02	2.37	2.73	3.10	3.46	3.83
$\pi_{\alpha,TOT}^S$	0.75	1.06	1.50	2.06	2.75	3.56	4.50	5.56	6.75	8.06
$\pi_{\alpha,TOT}^L$	0.63	1.10	1.83	2.82	4.09	5.64	7.47	9.58	11.9	14.64
$\pi_{\beta,TOT}^S$	45.25	40.63	36.25	32.13	28.2	24.6	21.2	18.1	15.25	12.63
$\pi_{\beta,TOT}^L$	45.53	40.89	36.40	32.08	27.93	23.97	20.19	16.60	13.20	9.98
S^S	46.00	41.69	37.75	34.19	31.00	28.19	25.75	23.69	22.00	20.69
S^L	46.1	42.0	38.2	34.9	32.0	29.6	27.6	26.18	25.17	24.62

Tabell 7 En endring i p_Z når $W_1 \neq W_2$.

Variabel	Verdi									
p_Z	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
c_α	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
c_β	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
p_X	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
E	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
k	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
c	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$p_Y^S(Y^S(W_1), K^S(W_1), W_2)$	1.33	1.83	2.33	2.83	3.33	3.83	4.33	4.83	5.33	5.83
$p_Y^L(Y^L(W_1), K^L(W_1))$	4.04	4.04	4.04	4.04	4.04	4.04	4.04	4.04	4.04	4.04
$p_Y^S(Y^L(W_1), K^L(W_1), W_2)$	1.49	1.99	2.49	2.99	3.49	3.99	4.49	4.99	5.49	5.99
$Z^S(W_1)$	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
$Z^L(W_1)$	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98
$K^S(W_1)$	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
$K^L(W_1)$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Y^S(W_1)$	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5

$Y^L(W_1)$	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02
$\pi_{\alpha, TOT}^S(Y^S(W_1), K^S(W_1), W_2)$	-0.25	0.5	1.25	2	2.75	3.5	4.25	5	5.75	6.5
$\pi_{\alpha, TOT}^L(Y^L(W_1), K^L(W_1))$	4.0895	4.0895	4.0895	4.0895	4.0895	4.0895	4.0895	4.0895	4.0895	4.0895
$\pi_{\alpha, TOT}^S(Y^L(W_1), K^L(W_1), W_2)$	-2.07	-2.07	-1.07	-0.06	0.96	1.97	2.98	3.99	5.00	6.01
$\pi_{\beta, TOT}^S(Y^S(W_1), K^S(W_1), W_2)$	45.25	41	36.75	32.5	28.25	24	19.75	15.5	11.25	7
$\pi_{\beta, TOT}^L(Y^L(W_1), K^L(W_1))$	45.80	42.82	39.84	36.87	33.89	30.91	27.93	24.95	21.98	19.00
$\pi_{\beta, TOT}^S(Y^L(W_1), K^L(W_1), W_2)$	51.96	48.98	45.00	41.01	37.02	33.03	29.04	25.06	21.07	17.08
$S^S(Y^S(W_1), K^S(W_1), W_2)$	45	41.5	38	34.5	31	27.5	24	20.5	17	13.5
$S^L(Y^L(W_1), K^L(W_1))$	49.89	46.91	43.93	40.96	37.98	35.00	32.02	29.04	26.07	23.09
$S^S(Y^L(W_1), K^L(W_1), W_2)$	49.89	46.91	43.93	40.96	37.98	35.00	32.02	29.04	26.07	23.09